

# НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ

## «КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«На правах рукопису»  
УДК 621.311.153

«До захисту допущено»  
Науковий керівник кафедри  
\_\_\_\_\_ С.П. Денисюк  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

### Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
спеціалізації Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології

на тему: «Підвищення ефективності функціонування протиаварійної  
автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел енергії»

Виконала:

студент VI курсу, групи ОН-381мп  
Загородня Анна Віталіївна

Керівник:

д.т.н., проф. Денисюк С.П.

Консультант з нормоконтролю:

ас. Прокопенко І.Д.

Рецензент:

Засвідчую, що у цій магістерській  
дисертації немає запозичень з праць  
інших авторів без відповідних посилань.  
Студент \_\_\_\_\_

Київ – 2019 року

**Національний технічний університет України**  
**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**  
**Інститут енергозбереження та енергоменеджменту**  
**Кафедра електропостачання**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
Спеціалізація «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Науковий керівник кафедри

\_\_\_\_\_ С.П. Денисюк

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на магістерську дисертацію студенту**

**Загородня Анна Віталіївна**

1. Тема дисертації «Підвищення ефективності функціонування протиаварійної автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел енергії»

науковий керівник дисертації д.т.н., проф. Денисюк С.П.

затверджені наказом по університету від «04» листопада 2019 р. №3816-с

2. Термін подання студентом дисертації «17» грудня 2019 року

3. Об'єкт дослідження обладнання протиаварійної автоматики, засобів аналізу, засоби підвищення ефективності функціонування протиаварійної автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел енергії.

4. Вихідні дані перелік споживачів та режими роботи Одеського енерговузла, методичні вказівки, перелік завдань від наукового керівника

5. Перелік завдань, які потрібно розробити 1) Проаналізувати протиаварійну автоматику на низьких рівнях напруги; 2) Аналіз якості електропостачання, як працює система електропостачання в даній області; 3) Одеський вузол «Ізмаїл», (загальні характеристики, споживачі, типи споживачів, якість електроенергії в даному вузлі; 4) Дослідити, яка ситуація з впровадження генерації сонячної енергії в Одеській області, біля Ізмаїлу, вияснити, яка кількість в даній області СЕС домогосподарств; 5) Розробити стартап проект за результатами досліджень.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу Графіки електричних навантажень, блок-схеми, узгоджені графіки споживання та генерації електричної енергії.

7. Орієнтовний перелік публікацій

8. Консультанти розділів дисертації: *нормоконтроль ас. Прокопенко І.Д.*

9. Дата видачі завдання 31 травня 2019 року

### Календарний план

Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
Аналіз літературних джерел	10.09.2019	
Робота над першим розділом	15.10.2019	
Робота над другим розділом	20.10.2019	
Робота над третім розділом	10.11.2019	
Робота над четвертим розділом	25.11.2019	
Робота над п'ятим розділом	28.11.2019	
Оформлення ПЗ, нормоконтроль,	5.12.2019	
Захист	19.12.2019	

Студент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Загородня А.В.  
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Денисюк С.П.  
(ініціали, прізвище)

## РЕФЕРАТ

**Структура і обсяг роботи:** дисертація викладена на 141 сторінці, складається зі вступу, 5 розділів, висновку, уміщує 47 рисунків, 28 таблиці, список використаних джерел із 40 бібліографічних найменувань та 1 додаток.

**Актуальність теми.** В південно-західній частині Одеської області, на даний час практично не має власних гарантованих джерел генерації електричної потужності, які б могли компенсувати стійке зростання навантаження регіону. Електропостачання мережі, що живить Одеську область, здійснюється як від шин 110 кВ підстанцій 220-330 кВ Південної ЕС ДП "НЕК "Укренерго", а саме від ПС 330 кВ "Усатове", ПС 330 кВ "Новоодеська", ПС 330 кВ "Аджалик", ПС 220 кВ "Центроліт", ПС 330 кВ "Подільська", ПС 220 кВ "Доброславська", ПС 330 кВ "Арциз", так і безпосередньо від електричних мереж Республіки Молдова. Південно-західний регіон Одеської області, в силу географічного розташування та структури живлячих мереж, отримує до 90 % електроенергії від мереж Молдови. Сумарне електричне навантаження регіону в осінньо-зимовий період (ОЗП) досягає 300-350 МВт, в літній період - до 200 МВт [6].

Електропостачання регіону здійснюється від Молдови по наступним повітряним лініям:

- ПЛ 330 кВ МДРЕС – Арциз;
- ПЛ 110 кВ МДРЕС – Старокозаче;
- двом ПЛ 110 кВ Вулканешти – Болград №1,2.

Тому актуальність обраної теми- досить важлива, як приведено вище інформацію, проблеми в регіоні є, і на даний час залишаються не вирішеними.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами**

В рамках співробітництва «Київського політехнічного інституту ім. Ігоря Сікорського» та інституту «Електродинаміки».

**Метою магістерської дисертації** є підвищення ефективності функціонування протиаварійної автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел.

Для досягнення зазначеної мети дослідження були вирішені такі завдання:

- 1) Проаналізувати протиаварійну автоматику на низьких рівнях напруги;
- 2) Аналіз якості електропостачання, як працює система електропостачання в даній області;
- 3) Одеський вузол «Ізмаїл», (загальні характеристики, споживачі, типи споживачів, якість електроенергії в даному вузлі);
- 4) Дослідити, яка ситуація з впровадженням генерації сонячної енергії в Одеській області, біля Ізмаїлу, вияснити, яка кількість в даній області СЕС домогосподарств;
- 5) Розробити стартап проект за результатами досліджень.

**Об'єктом дослідження** є обладнання протиаварійної автоматики, засобів аналізу, засоби підвищення ефективності функціонування протиаварійної автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел енергії.

**Предметом дослідження** є процеси функціонування протиаварійної автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел енергії.

В дослідженні були використані такі програмні продукти як: Microsoft Word, PowerFactory, Microsoft Excel(внутрішні програмні функції та патек «аналіз даних»), Python.

**Методи дослідження.** Методичною основою дисертаційного дослідження є комплекс загальнонаукових і спеціальних методів, використовуваних для:

- 1) побудування та прогнозування графіків електричного навантаження;
- 2) комп'ютерне моделювання для тестування комплексу протиаварійної автоматики;
- 3) побудова таблиць споживання електричної енергії;
- 4) аналізу протиаварійної атоматики;

**Наукова новизна** одержаних результатів полягає в наступному:

- 1) удосконалено процедуру контролю керуванням протиаварійної автоматики, а саме: в регіоні Південно- західної частини Одеської області, Ізмаїльської РЕМ;
- 2) удосконалено алгоритм вирішення задачі нестабільного електропостачання, в регіоні Південно- західної частини Одеської області;

- 3) розроблено комп'ютерне моделювання для тестування комплексу протиаварійної автоматики в Південно- західній частині Одеської області;
- 4) визначені основні напрямки та шляхи удосконалення існуючих систем керування електричної енергії в регіоні Ізмаїльської РЕМ.

**Практичне значення роботи.** Одержані в магістерській роботі результати можуть бути використані для підвищення рівня ефективності ункціонування протиаварійної автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел енергії.

**Апробація результатів роботи.** Результати магістерської дисертації були оприлюдненні на конференції : II НАУКОВО– ТЕХНІЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАГІСТРАНТІВ ІЕЕ. Секція: Сталий розвиток енергетики. Сучасні системи забезпечення електричною енергією\ Підвищення надійності функціонування протиаварійної автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел енергії.

**Публікації.** За результатами наукових досліджень було опубліковано:  
II науково– технічна конференція магістрантів ІЕЕ. Секція: Сталий розвиток енергетики. Сучасні системи забезпечення електричною енергією.  
-Підвищення надійності функціонування протиаварійної автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел енергії.

**Ключові слова:** протиаварійна автоматика, електропостачання, альтернативні джерела енергії, мережа, енерговузол, енергосистеми, електричні мережі, напруга, енергія, стійкість, сонячні електричні станції.

## ABSTRACT

**Structure and scope of work:** The dissertation is presented on 141 pages, consists of an introduction, 5 sections, the conclusion, contains 47 essays, 28 tables, lists of sources used with 40 bibliographic titles and 1 appendix.

**Topical topics.** In the southwestern part of the Odessa region, at present there are practically no own guaranteed sources of electric power generation that could compensate for the steady increase of load of the region. The electric supply of the network feeding the Odessa region is carried out as from the 110 kV buses of 220-330 kV substations of the Southern ES of SE "NEK" Ukrenergo ", namely from the 330 kV " Usatovo "substation, 330 kV" Novoodesskaya ", 330 kV" Adzhalik ", 220 kV substation" Centrolit ", 330 kV substation" Podilskaya ", 220 kV substation" Dobroslavskaya ", 330 kV substation" Artsiz ", and directly from the electrical networks of the Republic of Moldova. Southwestern region of Odessa region, due to its geographical location and the structure of the power grids, receives up to 90% of electricity from the grids of Moldova. The total electric load of the region in autumn its winter-winter period (RAM) reaches 300-350 MW, in summer - up to 200 MW [6].

Electricity supply to the region is provided by Moldova via the following air lines:

- 330 kV substation MDRES - Artsiz;
- 110 kV substation MDRES - Starokozache;
- two 110 kV Vulkanesti - Bolgrad power lines 1,2.

Therefore, the relevance of the chosen topic is quite important, as the information above, there are problems in the region and remain unresolved.

### **Relationship with working with scientific programs, plans, topics**

Within the framework of cooperation of Kyiv Polytechnic Institute. Igor Sikorsky "and the Institute of Electrodynamics.

**The aim of the Master's thesis** is to increase the effectiveness of the operation of emergency automation in a region with a significant proportion of alternative sources. The following tasks were solved in order to achieve the stated purpose of the research:



- 1) Analyze the automatic alarm at low voltage levels;
- 2) Analysis of the quality of electricity supply, how the electricity supply system works in this field;
- 3) Odessa node "Izmail" (general characteristics, consumers, types of consumers, quality of electricity in this site);
- 4) Investigate the situation with the introduction of solar energy generation in the Odessa region, near Izmail, to find out the number of households in the area of SES;
- 5) Develop a startup project based on research findings.

**The object of research** is the equipment of emergency automation, analysis tools, means of increasing the efficiency of operation of emergency automation in a region with a significant share of alternative energy sources.

**The subject of research** is the processes of operation of emergency automation in a region with a significant share of alternative energy sources.

**The study used the following software products:** Microsoft Word, PowerFactory, Microsoft Excel (internal software functions and data analytics), Python.

**Methods of research. The methodological basis of the dissertation research is a set of general scientific and special methods used for:**

- 1) construction and forecasting of electric load schedules;
- 2) computer simulation for testing the emergency complex automation;
- 3) construction of electricity consumption tables;
- 4) analysis of emergency atomics;

**The scientific novelty of the results obtained is as follows:**

- 1) the procedure for controlling the control of emergency automation has been completed, namely: in the region of the Southwestern part of the Odessa region, the Izmail REM;
- 2) the algorithm for solving the problem of unstable power supply in the region of Southwestern part of Odesa region has been improved;

- 3) computer simulation was developed to test the emergency automation complex in the southwestern part of Odessa region;
- 4) defined basic directions and ways of improvement of the existing electric power management system in the region of Izmail REM.

**The practical meaning of the work.** The results obtained in the master's work can be used to increase the level of efficiency of the emergency alarm automation in a region with a significant share of alternative energy sources.

**Testing of results of work.** The results of the Master's Thesis were published at the conference: II SCIENTIFIC-TECHNICAL CONFERENCE OF IEE MASTERS. Section: Sustainable Energy Development. Modern Electricity Supply Systems \ Increasing the reliability of emergency automation in a region with a significant proportion of alternative energy sources.

**Publications.** According to the results of scientific research, it was published: II Scientific and Technical Conference of IEE undergraduates. Section: Sustainable Energy Development. Modern systems of electricity supply.  
- Improving the reliability of the operation of emergency automation in a region with a significant proportion of alternative energy sources.

**Keywords:** emergency automation, power supply, alternative energy sources, grid, power node, power systems, electrical networks, voltage, energy, sustainability, solar power plants.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	14
ВСТУП	16
1 ОЦІНКА ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАЛУЧЕННЯ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДО ПОКРИТТЯ ПОПИТУ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ В УКРАЇНІ	
1.1. Режими роботи альтернативних джерел енергії	21
1.2. Перспективи альтернативних джерел енергії	27
1.3. Інтеграція відновлюваних енергоджерел в ОЕС	30
1.4. Потенціал використання сонячної енергії та характеристика сонячного потенціалу	35
1.5. Фактичні та прогнозні показники попиту на електричну енергію та потужність в системі розподілу, обсяги розподілу електричної енергії мережами ОСР	42
Висновок	44
2 АНАЛІЗ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПРОТИАВАРІЙНОЇ АВТОМАТИКИ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ	
2.1. Системи протиаварійної автоматики зі значною часткою відновлювальної генерації	46
2.2. Характеристика Одесько вузла електропостачання, ділянка, Ізмаїльський РЕМ	49
2.3. Комплекс протиаварійного керування Південно-Західного регіону мереж Південної енергосистеми	58
2.4. Підвищення ефективності функціонування протиаварійної автоматики	61
2.4.1. Моделювання та оцінка ефективності протиаварійної автоматики перетинів електричних систем з розосередженими сонячними електричними станціями	62

	12
2.4.2. Адаптивна протиаварійна автоматика забезпечення статичної стійкості енергосистеми	65
2.4.3. Протиаварійне керування в енергосистемах при глибоких зниженнях напруги	68
Висновок	72
<b>3 АНАЛІЗ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ</b>	
3.1. Якість електропостачання за функціями НКРЕКП	73
3.2. Втрати електроенергії на її передачу	79
3.3. Ізмаїльська РЕМ	81
3.4. Проблеми функціонування мережі 110 кВ і нижче	85
3.5. Улаштування інтелектуального обліку електричної енергії АТ "Одесаобленерго"	87
Висновок	89
<b>4 КОМП'ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ДЛЯ ТЕСТУВАННЯ КОМПЛЕКСУ ПРОТИАВАРІЙНОЇ АВТОМАТИКИ</b>	
4.1. Узагальнений опис структури та алгоритму комплексу протиаварійної автоматики	90
4.2. Модель електричних мереж Південно-Західної частини Одеської області	93
4.3. Модель сонячних електростанцій	95
4.4. Опис комп'ютерної моделі комплексу протиаварійної автоматики	96
4.5. Короткий опис технології OPC (OLE for process control)	105
4.6. Тестування логіки роботи ПА в перехідних режимах	106
4.7. Налаштування комп'ютерної моделі комплексу протиаварійної автоматики для роботи з OPC-сервером	111
Висновок	117
<b>5 СТАРТАП ПРОЕКТ «DOMYOS- PV»</b>	
5.1. Опис ідеї проекту	119

	13
5.2. Технологічний аудит ідеї проекту	120
5.3. Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	122
5.4. Функції стартап проекту	125
5.5. Розроблення маркетингової програми стартап-проекту	128
5.6. Базові методи прогнозування	130
5.7. Моніторинг роботи сонячної панелі	134
Висновок	136
ВИСНОВКИ	137
ПРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	139
ДОДАТОК А	

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

НКЕКП – Національна комісія регулювання енергетики та комунальних послуг.

ВДЕ – Відновлювані джерела енергії.

ОЕСУ – Об'єднана енергетична система України.

СЕС – Сонячні електричні станції.

ВЕС – Вітрові електричні станції.

АЕС – Атомні електричні станції.

ТЕС – Теплові електричні станції.

ТУ – Технічні умови.

ПС – Підстанція.

ДРЕС – Державна районна електростанція.

ЛЕП – Лінія електропередач.

ПЛ – Повітряна лінія.

ПА – Протиаварійна автоматика.

СШ – Система шин.

ФВПЛ – Фіксація вимкнення повітряної лінії.

ФРЛ – Фіксація ремонту лінії.

СК – Сонячні колектори.

ФЕ – Фотоелектричні елементи.

ТПТ – Тонко плівкові технології.

КСЕ – Концентрована сонячна енергія.

КПР – Контроль попереднього режиму.

САВН – Спеціальна автоматика відключення навантаження.

ПКПА – Протиаварійні комплекти протиаварійної автоматики.

ЦКПА – Центральний комплект протиаварійної автоматики.

ПЗЧОО – Південно-західна частина Одеської області.

КПР – Контроль попереднього режиму.

ЕЕС – Електроенергетична система.

ЕЕО – Електроенергетичний об'єкт.

АПК – Апаратно-програмний комплекс.

АОЗЧ – Автоматичне обмеження зниження частот.

АЧР – Автоматичне частотне розвантаження.

ЧАПВ – Частотне автоматичне повторне відключення.

АОЗН – Автоматичне обмеження зниження напруги.

ВШР – Відключення шунтуючих реакторів.

ВН – Відключення навантаження.

АРЗ – Автоматичне регулювання збудження.

РФЗ – Релейне форсування збудження.

АЧР – Автоматичне частотне розвантаження.

ДАН – Ділильна автоматика по нарузі.

АПВН – Автоматичне повторне ввімкнення навантаження.

АПВ – Автоматичне повторне ввімкнення.

КСРЕ – Кодекс системи розподілу електроенергії.

ОСР – Оператор системи розподілу.

АЗПС – Автоматика запобігання порушення стійкості.

АРВЛ – Автоматика розвантаження при вимкненні лінії.

ФВЛ – Фіксація відключення лінії.

ШАПВ – Швидкодіюче автоматичне повторне включення.

ОРС – OLE for process control- сімейство програмних технологій, що надають єдиний інтерфейс для управління об'єктами автоматизації і технологічними процесами.

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition- диспетчерське управління та збір даних (програмний пакет, призначений для розробки або забезпечення роботи в реальному часі системи збору, обробки, відображення та архівування інформації про об'єкт моніторингу або управління.

ПЗПА – Програмне забезпечення післяаварійної автоматики.

АППС- Автоматика попередження порушення стійкості.

## ВСТУП

Альтернативні джерела енергії - відновлювані джерела енергії, до яких належать енергія сонячна, вітрова, геотермальна, енергія хвиль та припливів, гідроенергія, енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів, та вторинні енергетичні ресурси, до яких належать доменний та коксівний газ, газ метан дегазації вугільних родовищ, перетворення скидного енергопотенціалу технологічних процесів. На сьогоднішній день альтернативні джерела енергії складають за різними оцінками від 4 до 8 відсотків загального обсягу світової енергетики.

Енергетична стратегія України визначає такі перспективні напрямки розвитку альтернативних та відновлювальних джерел енергії: біоенергетика, видобуток та утилізація шахтного метану, використання вторинних енергетичних ресурсів, вітрової і сонячної енергії, теплової енергії довкілля, освоєння економічно доцільного гідропотенціалу малих річок України.

Внаслідок відмінності технологій генерації ВДЕ порівняно з тими, що використовуються на «традиційних» електростанціях, це обумовлює необхідність удосконалення протиаварійного керування енергосистем в частині створення адаптивних систем протиаварійної автоматики, які враховували б особливості роботи відновлюваної генерації. Так, навіть незначне зниження напруги, виникнення якого є найбільш ймовірним в аварійних режимах, може призвести до спрацювання захистів інверторів станцій з подальшим відключенням останніх від електричної мережі, наслідком чого є збільшення перетоку активної потужності в дефіцитні енергорайони та подальше небезпечне зниження напруги в мережі. Таким чином, як впливає з наведеного, забезпечення надійного протиаварійного керування енергосистем з ВДЕ, що направлене на попередження їх відключення від мережі в умовах зниженої напруги, набуває особливої актуальності. Вирішення вищезазначеної проблеми потребує удосконалення протиаварійного керування енергосистем з ВДЕ шляхом розробки структури комплексу адаптивної системи протиаварійного керування.



рійної автоматики (ПА) та розв'язання низки науково-технічних і практичних задач, спрямованих як на розвиток існуючих, так і на побудову нових методів протиаварійного керування в електроенергетиці.

Зазначимо, що в рамках виконуваної роботи практичну розробку комплексу адаптивної системи ПА здійснено для мереж південно-західної частини Одеської області, режим роботи яких характеризується значною складовою СЕС в структурі генерації регіону. Створена комплексна адаптивна система ПА дозволяє забезпечити реалізацію крім відомих функцій аварійного керування режимами роботи енергооб'єктів ще низки нових функцій, зокрема: формування групи керуючих дій з метою попередження критичного за умов роботи СЕС зниження напруги; адаптивну зміну уставок спрацювання та визначення обсягів керуючих дій залежно від години доби, пори року та інших факторів. Крім того, запропонована система ПА дає можливість здійснювати моніторинг та візуалізацію поточного стану регіону з ВДЕ.

Також розглянемо характеристики ,якості електропостачання регіону Одеської області. За допомогою комп'ютерного моделювання можливо наглядно побачити та протестувати роботу протиаварійної автоматики в даному енерговузлі Одеської області , який не достатньо оснащений лініями електропередач ,для нормального функціонування енергосистеми області.

**Актуальність теми.** В південно-західній частині Одеської області, на даний час практично не має власних гарантованих джерел генерації електричної потужності, які б могли компенсувати стійке зростання навантаження регіону. Електропостачання мережі, що живить Одеську область, здійснюється як від шин 110 кВ підстанцій 220-330 кВ Південної ЕС ДП "НЕК "Укренерго", а саме від ПС 330 кВ "Усатове", ПС 330 кВ "Новоодеська", ПС 330 кВ "Аджалик", ПС 220 кВ "Центроліт", ПС 330 кВ "Подільська", ПС 220 кВ "Доброславська", ПС 330 кВ "Арциз", так і безпосередньо від електричних мереж Республіки Молдова. Південно-західний регіон Одеської області, в силу географічного розташування та структури живлячих мереж, отримує до 90 % електроенергії

від мереж Молдови. Сумарне електричне навантаження регіону в осінньо-зимовий період (ОЗП) досягає 300-350 МВт, в літній період - до 200 МВт [6].

Електропостачання регіону здійснюється від Молдови по наступним повітряним лініям:

- ПЛ 330 кВ МДРЕС – Арциз;
- ПЛ 110 кВ МДРЕС – Старокозаче;
- двом ПЛ 110 кВ Вулканешти – Болград №1,2.

Тому актуальність обраної теми- досить важлива, як приведено вище інформацію, проблеми в регіоні є, і на даний час залишаються не вирішеними.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами**

В рамках співробітництва «Київського політехнічного інституту ім. Ігоря Сікорського» та інституту «Електродинаміки».

**Метою магістерської дисертації** є підвищення ефективності функціонування протиаварійної автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел.

Для досягнення зазначеної мети дослідження були вирішені такі завдання:

- 1) Проаналізувати протиаварійну автоматику на низьких рівнях напруги;
- 2) Аналіз якості електропостачання, як працює система електропостачання в даній області;
- 3) Одеський вузол «Ізмаїл», (загальні характеристики, споживачі, типи споживачів, якість електроенергії в даному вузлі);
- 4) Дослідити, яка ситуація з впровадженням генерації сонячної енергії в Одеській області, біля Ізмаїлу, вияснити, яка кількість в даній області СЕС домогосподарств;
- 5) Розробити стартап проект за результатами досліджень.

**Об'єктом дослідження** є обладнання протиаварійної автоматики, засобів аналізу, засоби підвищення ефективності функціонування протиаварійної автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел енергії.

**Предметом дослідження** є процеси функціонування протиаварійної автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел енергії.

В дослідженні були використані такі програмні продукти як: Microsoft Word, PowerFactory, Microsoft Excel(внутрішні програмні функції та патек «аналіз даних»), Python.

**Методи дослідження.** Методичною основою дисертаційного дослідження є комплекс загальнонаукових і спеціальних методів, використовуваних для:

- 1) побудування та прогнозування графіків електричного навантаження;
- 2) комп'ютерне моделювання для тестування комплексу протиаварійної автоматики;
- 3) побудова таблиць споживання електричної енергії;
- 4) аналізу протиаварійної атоматики;

**Наукова новизна** одержаних результатів полягає в наступному:

- 1) удосконалено процедуру контролю керуванням протиаварійної автоматики, а саме: в регіоні Південно- західної частини Одеської області, Ізмаїльської РЕМ;
- 2) удосконалено алгоритм вирішення задачі нестабільного електропостачання, в регіоні Південно- західної частини Одеської області;
- 3) розроблено комп'ютерне моделювання для тестування комплексу протиаварійної автоматики в Південно- західній частині Одеської області;
- 4) визначені основні напрямки та шляхи удосконалення існуючих систем керування електричної енергії в регіоні Ізмаїльської РЕМ.

**Практичне значення роботи.** Одержані в магістерській роботі результати можуть бути використані для підвищення рівня ефективності ункціонування протиаварійної автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел енергії.

**Апробація результатів роботи.** Результати магістерської дисертації були оприлюдненні на конференції : II НАУКОВО– ТЕХНІЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАГІСТРАНТІВ ІЕЕ. Секція: Сталий розвиток енергетики. Сучасні системи забезпечення електричною енергією\ Підвищення надійності функціонування протиаварійної автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел енергії.

**Публікації.** За результатами наукових досліджень було опубліковано:

II науково– технічна конференція магістрантів ІЕЕ. Секція: Сталий розвиток енергетики. Сучасні системи забезпечення електричною енергією.

-Підвищення надійності функціонування протиаварійної автоматики в регіоні зі значною часткою альтернативних джерел енергії.

# **1 ОЦІНКА ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАЛУЧЕННЯ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДО ПОКРИТТЯ ПОПИТУ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ В УКРАЇНІ**

## **1.1 Режими роботи альтернативних джерел енергії**

Альтернативні джерела енергії - відновлювані джерела енергії, до яких належать енергія сонячна, вітрова, геотермальна, енергія хвиль та припливів, гідроенергія, енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів, та вторинні енергетичні ресурси, до яких належать доменний та коксівний газ, газ метан дегазації вугільних родовищ, перетворення скидного енергопотенціалу технологічних процесів.

На сьогоднішній день альтернативні джерела енергії складають за різними оцінками від 4 до 8 відсотків загального обсягу світової енергетики.

Міжнародне енергетичне агентство вважає, що в 2030 році в усьому світі енергія, одержана від сонця, вітру, води, тепла землі, а також з біомаси, збільшиться в два рази порівняно із сьогоднішнім днем і складе 16 відсотків від всього виробництва. Європейська комісія вважає, що в 2020 році в Європі п'ята частина енергії вироблятиметься з екологічно безпечних джерел.

Розвиток та використання альтернативних та відновлювальних джерел енергії (вітрової і сонячної енергії, біопалива, тощо) є вагомим фактором для зміцнення енергетичної безпеки та зменшення негативного техногенного впливу на навколишнє природне середовище. Важливість розвитку альтернативної енергетики є очевидною, адже вона відіграє вирішальну роль у зменшенні парникових викидів, зниженні негативного впливу на довкілля, підвищує безпеку енергопостачання, допомагає зменшити залежність від імпорту енергії [1].

Використання альтернативних джерел енергії є важливим як в національному, так і міжнародному масштабі – з точки зору реакції на глобальні кліматичні зміни та покращення енергетичної безпеки в Європі.

Енергетична стратегія України визначає такі перспективні напрямки розвитку альтернативних та відновлювальних джерел енергії: біоенергетика, видобуток та утилізація шахтного метану, використання вторинних енергетичних ресурсів, вітрової і сонячної енергії, теплової енергії довкілля, освоєння економічно доцільного гідропотенціалу малих річок України. Розвиток та використання альтернативних та відновлювальних джерел енергії (вітрової і сонячної енергії, біопалива, тощо) є вагомим фактором для зміцнення енергетичної безпеки та зменшення негативного техногенного впливу на навколишнє природне середовище. Важливість розвитку альтернативної енергетики є очевидною, адже вона відіграє вирішальну роль у зменшенні парникових викидів, зниженні негативного впливу на довкілля, підвищує безпеку енергопостачання, допомагає зменшити залежність від імпорту енергії.

#### Енергія води. Гідроенергія

Оскільки сонячне випромінювання - рушійна сила кругообігу води в природі, енергія води, або гідроенергія, також відноситься до перетвореної енергії Сонця. Вода, що ще в стародавності використовували для здійснення механічної роботи, дотепер залишається добрим джерелом енергії - тепер вже електричної - для нашої промислової цивілізації. Енергія падаючої води, що обертає водяне колесо, служила безпосередньо для розмелу зерна, розпилювання деревини і виробництва тканин. Однак млини і лісопилки на наших річках стали зникати, коли у вісімдесятих роках позаминулого століття почалося виробництво електроенергії з водоспадів.

#### Енергія припливів

У припливах і відпливах, що змінюють один одного двічі на день, також зосереджена величезна енергія. Припливи - це результат гравітаційного притягання великих мас води океанів з боку Місяця і, у меншому ступені, Сонця. При обертанні Землі частина води океану піднімається і якийсь час утримується в цьому положенні гравітаційним притяганням. Коли «горб» підйому води досягає суші, як це повинно відбуватися внаслідок обертання

Землі, настає приплив. Подальше обертання Землі послабляє вплив Місяця на цю частину океану, і приплив спадає. Припливи і відпливи повторюються двічі на добу, хоча їхній точний час змінюється в залежності від сезону і положення Місяця. Середня висота припливу складає усього лише 0,5 м, за винятком тих випадків, коли водянні маси переміщаються у відносно вузьких межах. У таких випадках виникає хвиля, висота якої може в 10-20 разів перевищувати нормальну висоту припливного підйому. Щороку найбільш високі припливи бувають тоді, коли Місяць і Сонце знаходяться майже на одній лінії, так що сумарний гравітаційний вплив збільшує обсяг переміщуваної океанської води.

Біологічні і фізичні наслідки будівництва приливних електростанцій

Фізичні наслідки. Коли ми дивимося на припливи з їх загрозливою енергією, нам варто подумати про вплив на навколишнє середовище приливних басейнів. Зосередимося на фізичних змінах, що можуть відбутися з морської сторони приливної електростанції. Амплітуда припливу може збільшуватися усього лише на 30 см, але навіть така невелика зміна загрожує серйозними наслідками. Припливні води, що надходять, можуть піднятися на 15 см, а це здатне привести до вторгнення морської води в прибережні колодязі і створити загрозу для будівель, розташованих поблизу верхньої відмітки припливу.

Можливе прискорення берегової ерозії, а низинні ділянки, включаючи дороги, будуть затоплятися, коли шторми і припливи, що збільшилися, об'єднують зусилля. Берегова смуга буде практично непридатна для використання через більш високі припливи. Оцінки площі берегової смуги, що може бути загублена через приливне затоплення, коливаються від 17 до 40 квадратних кілометрів. Звичайно, місцеві втрати залежать від крутизни схилу і характеру берега. Відплив, що може виявитися нижче на 15 см, здатний утруднити доступ до човнів і до води з причалів. Збільшена висота припливу може викликати надходження більш солоної води в устя річок і цим змінити співвідношення водних організмів, що живуть там. Зі збільшенням амплітуди припливів виникнуть посилені приливні плинні, на 5-10% більш швидкі, що може привести до розмивання і переносу піщаних відмілин і до заповнення

піском існуючих судноплавних рукавів, а в результаті до необхідності складання нових навігаційних карт. Але в цьому випадку судна незабаром почнуть застрягати, у міру того як проходи будуть змінюватися через переміщення піску.

Енергія вітру. У пошуках альтернативних джерел енергії в багатьох країнах чимало уваги приділяють вітроенергетиці. Вітер служив людству протягом тисячоліть, забезпечуючи енергію для вітрильних суден, для розмелу зерна і перекачування води. В даний час головне місце займає виробництво електроенергії. Уже сьогодні в Данії вітроенергетика покриває близько 2% потреб країни в електроенергії. У США на декількох станціях працює близько 17 тисяч вітроагрегатів загальною потужністю до 1500 Мвт. Вітроенергетичні пристрої випускаються не тільки в США і Данії, але і Великій Британії, Канаді, Японії і деяких інших країнах. Для того, щоб будівництво вітроелектростанцій виявилось економічно виправданим, необхідно, щоб середньорічна швидкість вітру в даному районі складала не менш 6 метрів за секунду. У нашій країні вітряки можна будувати на узбережжях Чорного і Азовського морів, у степових районах, а також у горах Криму і Карпат. У нинішню епоху високих цін на паливо можна вважати, що вітродвигуни виявляться конкурентноздатними по вартості і зможуть брати участь у задоволенні енергетичних потреб країни.

Треба звернути увагу на те, що при швидкості вітру 33 км/год. подовження крила пропелера в 4 рази (з 15 до 60 м) збільшує виробництво енергії в 16 разів. Відмітимо також, що при довжині крила 30 м вітер зі швидкістю 50 кілометрів за годину забезпечує виробництво електроенергії у 26 разів більше, ніж вітер зі швидкістю 17 кілометрів за годину. Саме тому інженери схиляються на користь великих вітродвигунів і прагнуть перехопити вітер на великій висоті. Більшість великих вітродвигунів, що споруджуються зараз чи уже діючих, розраховано на роботу при швидкостях вітру 17-58 кілометрів за годину. Вітер зі швидкістю менше 17 кілометрів за годину дає мало корисної енергії, а при швидкостях більш 58 кілометрів за годину можливе пошкодження двигуна. Вітродвигуни не слід розраховувати на перехоплення штормових вітрів. Навіть якщо такий вітер



забезпечує одержання набагато більше енергії, ніж слабкі вітри, він робить настільки сильний тиск на крила, що вся машина може бути зруйнована. Крім того, тривалість часу, коли дмуть штормові вітри, настільки мала, що внесок штормових вітрів у сумарне виробництво енергії незначний, і це робить подібний ризик безглуздим. Щоб усунути проблему штормових вітрів, крила вітродвигунів згинають так, щоб вони були злегка повернені в одну сторону для зменшення напору вітру; завдяки цьому повні удари сильних поривів не ушкоджують пропелер.

Ця стара практика відома як «оперення». Щоб запобігти поломці крил, застосовують також нові матеріали, здатні протистояти великим навантаженням. Інші проблеми в конструкції вітродвигунів обумовлені просто природою системи, необхідної для перехоплення енергії вітру. Двигуни звичайно встановлюють на високих вежах, щоб пропелери були відкриті більш сильним вітрам, що дмуть на великій висоті. Ближче до поверхні землі будинки, дерева, невеликі пагорби і т.п. стримують і послабляють вітер. Тому потрібні високі щогли. Однак важке устаткування - пропелер, коробка передач і генератор - повинні розміщатися на верхівці щогли, і це вимагає міцної конструкції. Ще одну проблему використання енергії від вітродвигуна створює природа самого вітру. Швидкість вітру варіює в широких межах - від легкого подиху до могутніх поривів; у зв'язку з цим міняється і число обертів генератора за секунду. Для усунення цього перемінний струм, що виробляється при обертанні осі генератора, випрямляють, тобто перетворюють у постійний, що йде в одному напрямку. При великих розмірах вітродвигуна цей постійний струм надходить в електронний перетворювач, що робить стабільний перемінний струм, придатний для подачі в енергетичну систему. Невеликі вітродвигуни на кшталт тих, що використовують на ізольованих фермах чи на морських островах, подають випрямлений струм у великі акумуляторні батареї замість перетворювача. Акумуляторні батареї необхідні для запасання електроенергії на періоди, коли вітер занадто слабшає для виробництва енергії.

Більш важка проблема регулювання всієї системи електростанцій. Тут бувають періоди, коли генератори виробляють мало енергії чи зовсім її не виробляють. У такий час необхідно десь збільшити вироблення струму звичайною електростанцією, щоб покрити потреби в ньому.

Сонячна енергія. Сонячна енергія - це кінетична енергія випромінювання (в основному світла), що утворюється в результаті реакцій у надрах Сонця. Оскільки її запаси практично невичерпні (астрономи підраховали, що Сонце буде «горіти» ще кілька мільйонів років), її відносять до поновлюваних енергоресурсів. У природних екосистемах лише невелика частина сонячної енергії поглинається хлорофілом, що міститься в листах рослин, і використовується для фотосинтезу, тобто утворення органічної речовини з вуглекислого газу і води. Таким чином, вона вловлюється і запасається у вигляді потенційної енергії органічних речовин. За рахунок їхнього розкладання задовольняються енергетичні потреби всіх інших компонентів екосистем.

Підраховано, що приблизно такого ж відсотка сонячної енергії цілком достатньо для забезпечення потреб транспорту, промисловості і нашого побуту не тільки зараз, але й у доступному для огляду майбутньому. Більш того, незалежно від того, будемо ми нею користуватися чи ні, на енергетичному балансі Землі і стані біосфери це ніяк не позначиться. Однак сонячна енергія падає на всю поверхню Землі, ніде не досягаючи особливої інтенсивності. Тому її потрібно вловити на порівняно великій площі, сконцентрувати і перетворити в таку форму, яку можна використовувати для промислових, побутових і транспортних потреб. Крім того, треба вміти запасати сонячну енергію, щоб підтримувати енергопостачання і вночі, і в похмурі дні. Перераховані труднощі і витрати, необхідні для подолання, наводять на думку про непрактичність цього енергоресурсу, принаймні сьогодні. Однак у багатьох випадках проблема перебільшується. Головне - використовувати сонячну енергію так, щоб її вартість була мінімальна або взагалі дорівнювала нулю. В міру вдосконалювання технологій і подорожчання традиційних енергоресурсів ця

енергія буде знаходити все нові і нові області застосування. Світлове випромінювання можна вловлювати безпосередньо, коли воно досягає Землі.

Це називається прямим використанням сонячної енергії. Крім того, вона забезпечує кругообіг води, циркуляцію повітря і нагромадження органічної речовини в біосфері. Виходить, звертаючи до цих енергоресурсів, ми по суті справи займаємося непрямим використанням сонячної енергії [13,14].

## **1.2 Перспективи альтернативних джерел енергії**

Перспективи вітрової енергетики в Україні.

За оцінками вчених Інституту електродинаміки й Інституту відновлюваної енергетики НАНУ, наша країна має значний потенціал в області відновлюваних джерел енергії, однак при цьому немає чіткої, спрямованої на їхній розвиток, державної політики. Ще у 1996 році Президент підписав Указ “Про будівництво вітрових електростанцій”. До нього розроблено й затверджено Кабміном “Комплексну програму будівництва вітрових електростанцій”. Зокрема, було передбачене збільшення оптового тарифу на електроенергію на 0,75%, з наступним спрямуванням цих коштів на будівництво вітрових електростанцій і виробництво сучасного вітроенергетичного обладнання. Основна частина вітроагрегатів, що використовуються на електростанціях, починає виробляти електроенергію при швидкості вітру 5 м/с [4]. Саме такою є середньорічна швидкість вітру в Карпатському, Причорноморському, Приазовському, Донбаському, Західно-Кримському, Східно-Кримському регіонах країни. Сьогодні в Україні працює шість вітрових електростанцій:

Аджигольська, Асканієвська, Донузлавська, Новоазовська, Сакська й Трускавецька ВЕС. Їхня загальна потужність, що генерується, становить трохи більше 70 МВт. Для порівняння варто відзначити, що це менше одного енергоблоку теплової електростанції. За оцінками вчених, теоретичний вітропотенціал території України становить 330 млн. МВт, що більш ніж у 6 000 разів перевищує загальну потужність, що генерується, нашої енергосистеми. Реальною перспективою для України є створення вітрових

потужностей, які генеруються, в розмірі 16 000 МВт (в еквіваленті це 16 атомних енергоблоків). Слід зазначити, що у світі вітрова енергетика розвивається досить інтенсивно й у деяких країнах випереджає за показниками інші енергетичні галузі. Лідуючими країнами в освоєнні енергії вітру є США, Німеччина й Данія. На рисунку показано використання вітрової енергії в Україні. Наведено карту України, генерацію відновлювальних джерел енергії. (див. рисунок 1.1)

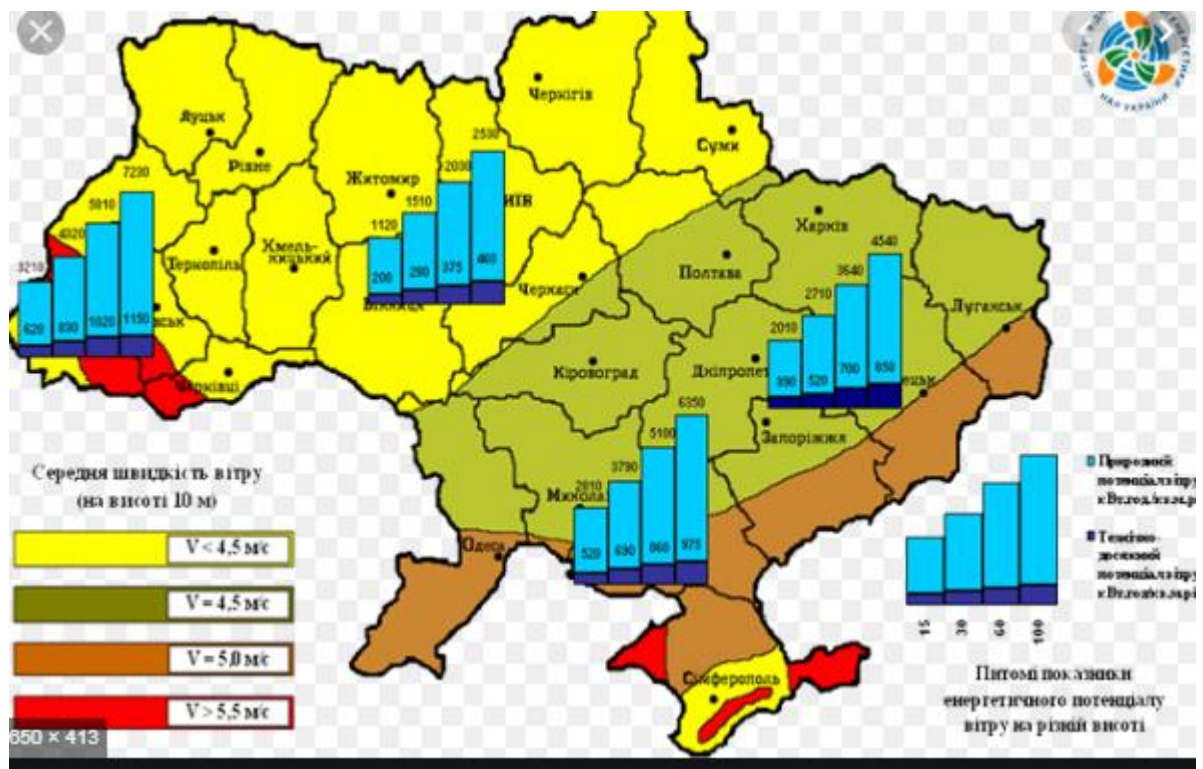


Рисунок 1.1 [1]

Перспективи сонячної енергетики в Україні. За оцінками фахівців, загальний об'єм “сонячного” сектора енергетики в нашій країні складає близько 2 млрд. кВт-год електроенергії на рік. А ще є величезний потенціал розвитку даного напрямку, починаючи від початкової сировини до готових систем. І можливості для розвитку ланцюжка по перетворенню сонячного випромінювання в електричну енергію, починаючи сировиною для виробництва кремнію і закінчуючи монтажем закінчених систем, в Україні також є. Такий підхід сьогодні спостерігається в стратегії розвитку ВАТ

“Квазар”, яке замикає велику частину виробничого циклу від вирощування напівпровідникового матеріалу до інсталяції готових фотоелектричних систем електропостачання [8].

Ще до отримання незалежності на території нашої країни діяли такі підприємства як Світловодський завод чистих металів, Запорізький титаномagneзійовий комбінат. Мультикристалічний кремній вироблявся колись на Донецькій хіміко-металургійній фабриці (в теперішній час входить до складу Маріупольського металургійного комбінату імені Ілліча). Ще близько 20 років тому ці підприємства проводили левову частку кремнію в масштабах всього колишнього Радянського Союзу, а сьогодні переживають свої не самі кращі часи. У наші дні найбільш помітним гравцем на ринку виробництва “сонячного” кремнію є ЗАТ “Пілар”, що поставляє свою продукцію багатьом зарубіжним виробникам сонячних елементів, серед яких найбільша німецька компанія Q-Cells [28]. Промислове виробництво сонячних елементів і сонячних батарей освоєне на київському заводі “Квазар”, науково-технічні напрацювання якого разом з можливістю розвернути величезні виробничі потужності за наявності достатньої кількості сировини дали б змогу Україні посісти гідне місце на світовому ринку постачальників компонентів для сонячних електростанцій. На рисунку 1.2 показано використання сонячної енергії в Україні.

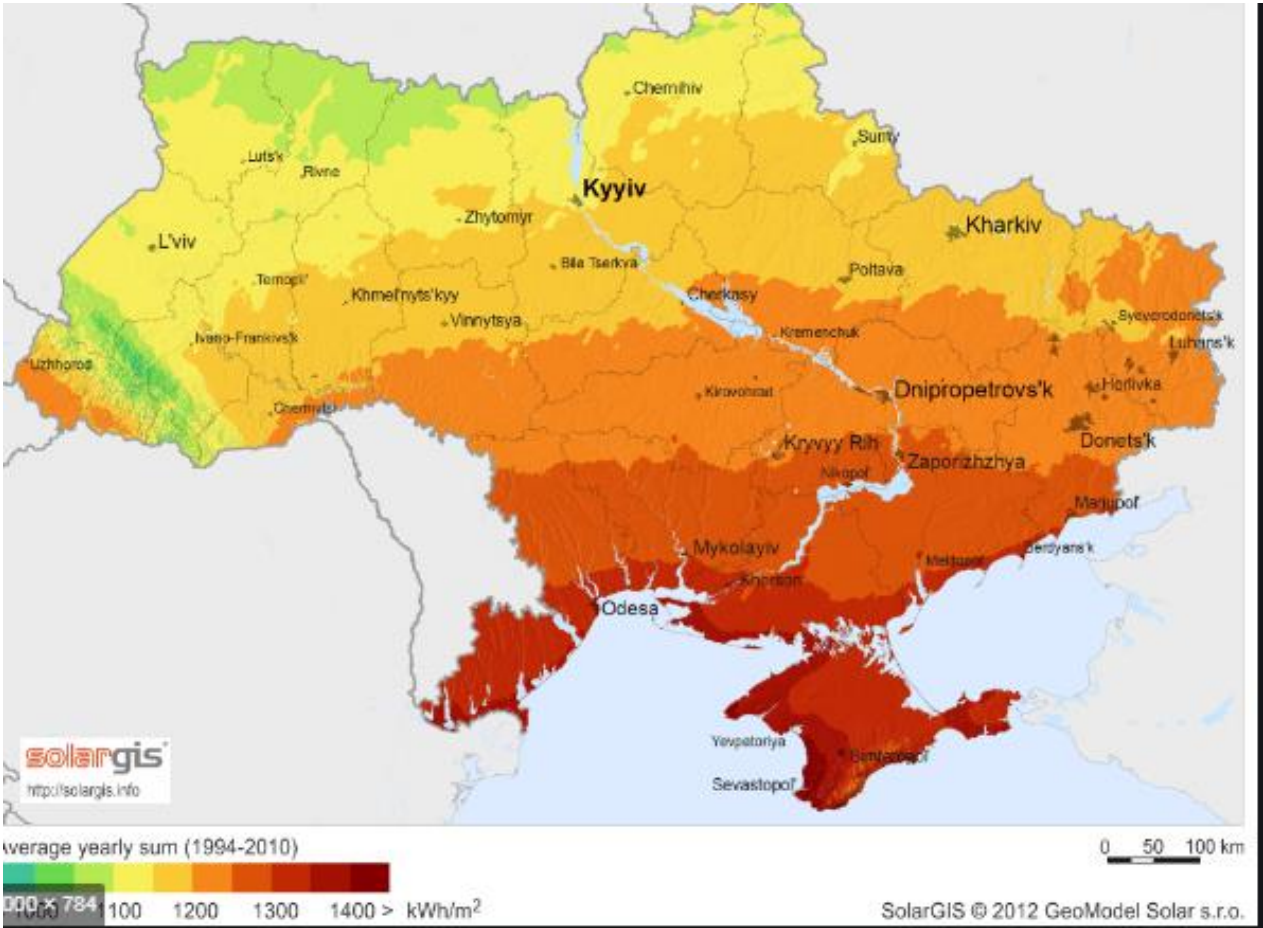


Рисунок 1.2- використання сонячної енергії в Україні [1]

1.3 Інтеграція відновлюваних енергоджерел в ОЕС

Динаміка видачі технічних умов на приєднання ВДЕ до ОЕС України з 01.10.2017 по 01.10.2019, МВт. На рисунку 1 наведено динаміку ВДЕ [15]. (див.рис. 1.3)

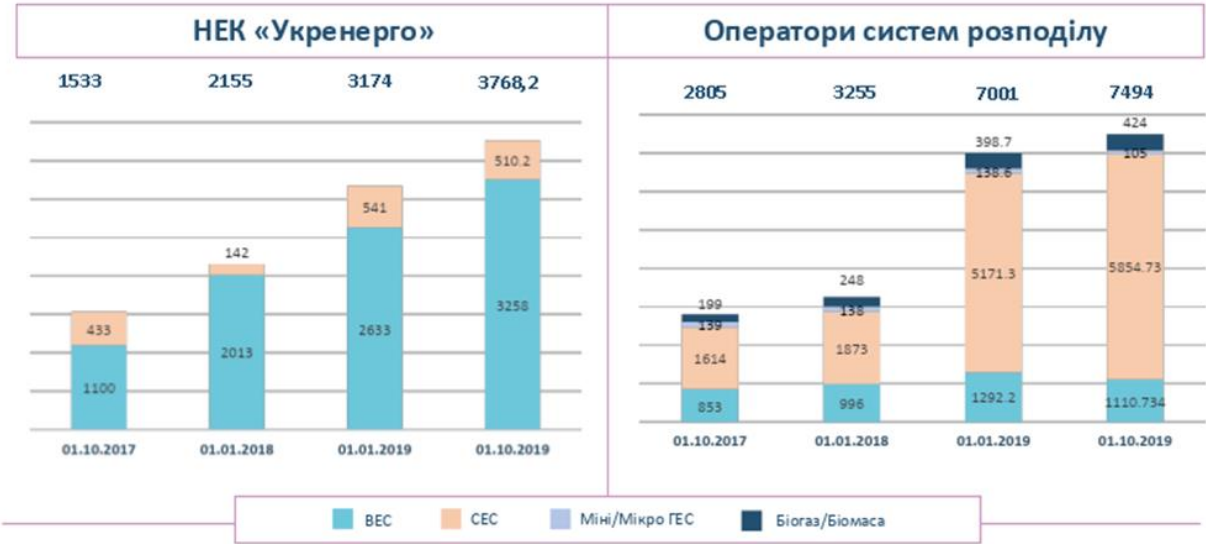


Рисунок 1.3- Динаміка ВДЕ [ 15]

Всього станом на 01.10.2019:

ВЕС – 4879 МВт

СЕС – 6365 МВт

Міні/Мікро ГЕС – 105 МВт

Біогаз/Біомаса – 424 МВт

Ключові фактори впливу:

- 1.Зміна правил ринку (вибір: «зелені» тарифи чи аукціони)
- 2.Поступове зниження «зелених» тарифів
- 3.Деінтеграція приєднань ВДЕ: мережні кодекси не передбачають погодження з НЕК «Укренерго» ТУ на приєднання до розподільчих мереж ВДЕ потужністю до 20 МВт [28].

Тренди: Найбільше зростання встановленої потужності ВДЕ у 2019 р.  
Диспропорція між виданими ТУ на приєднання та фактичним введенням потужностей ВДЕ. Риновні спекуляції власниками ТУ на приєднання об'єктів ВДЕ (вторинний перепродаж проєктів)  
Зростання встановленої потужності ВДЕ в ОЕС України за 2016-2019 рр., МВт.  
На рисунку 2 наведено динаміку ВДЕ щорічну та помісячну за 2018- 2019 рр. (див. рис. 1.4)

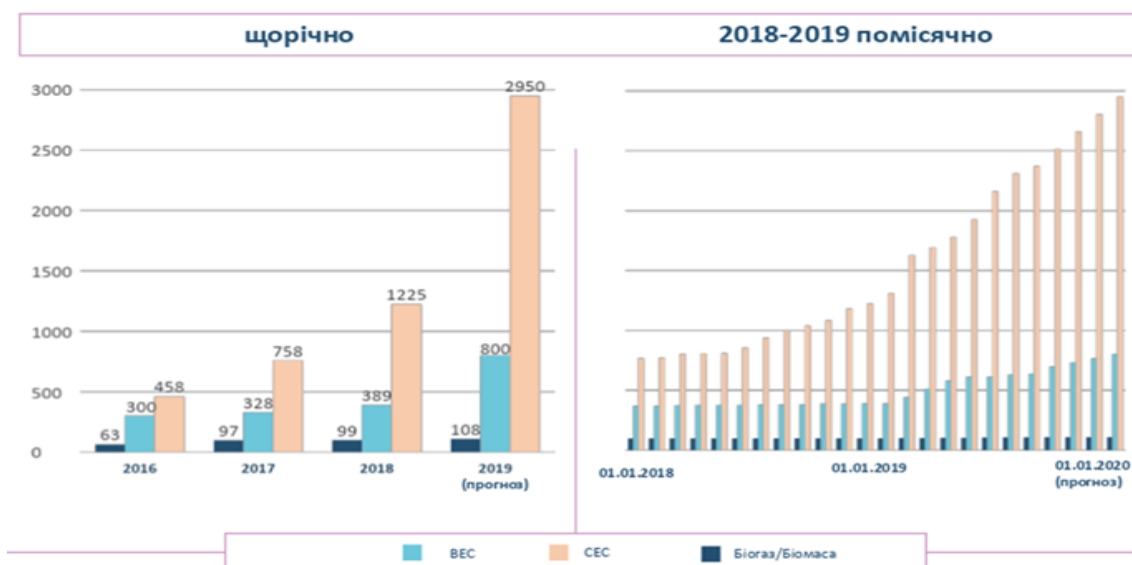


Рисунок 1.4- динаміку ВДЕ щорічну та помісячну за 2018- 2019 рр.[15 ]



Виробництво електроенергії ВДЕ в ОЕС України за 2016-2019 рр., млн. кВтг. Наведено на рисунку 1.5.

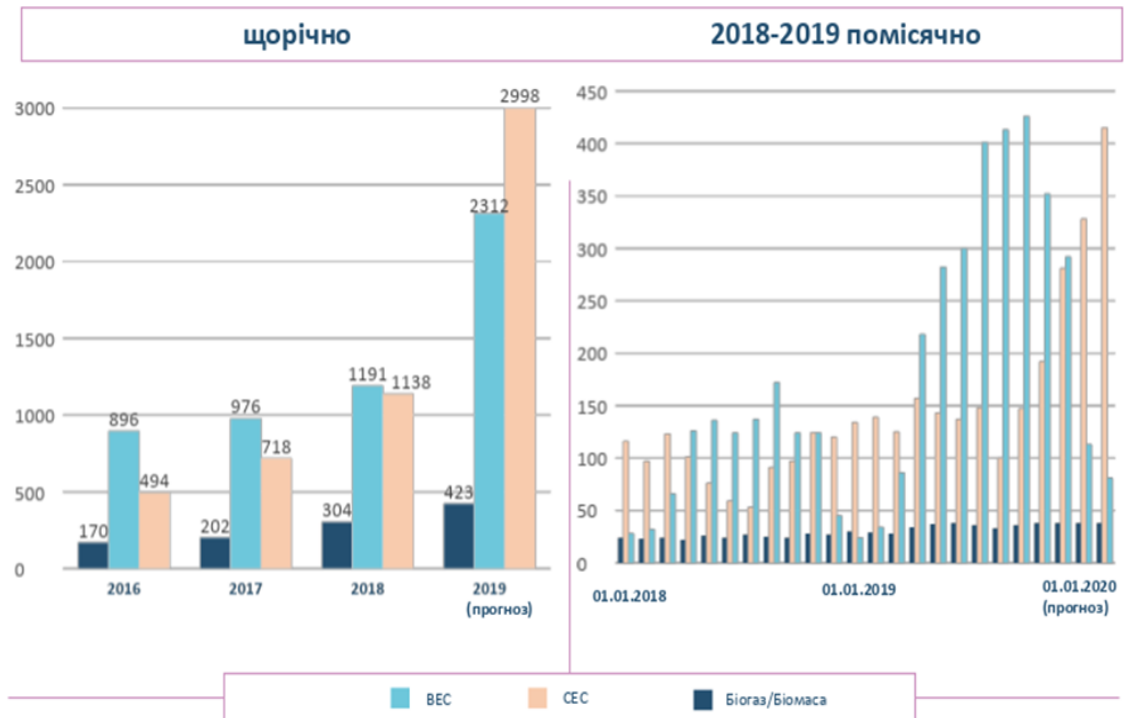


Рисунок 1.5 - Виробництво електроенергії ВДЕ в ОЕС України за 2016-2019 рр., млн. кВтг. [ 13]

Непередбачуваність “зеленої” генерації: ключові проблеми. Графік роботи альтернативних джерел енергії ВЕС та СЕС. (див. рис. 1.6)

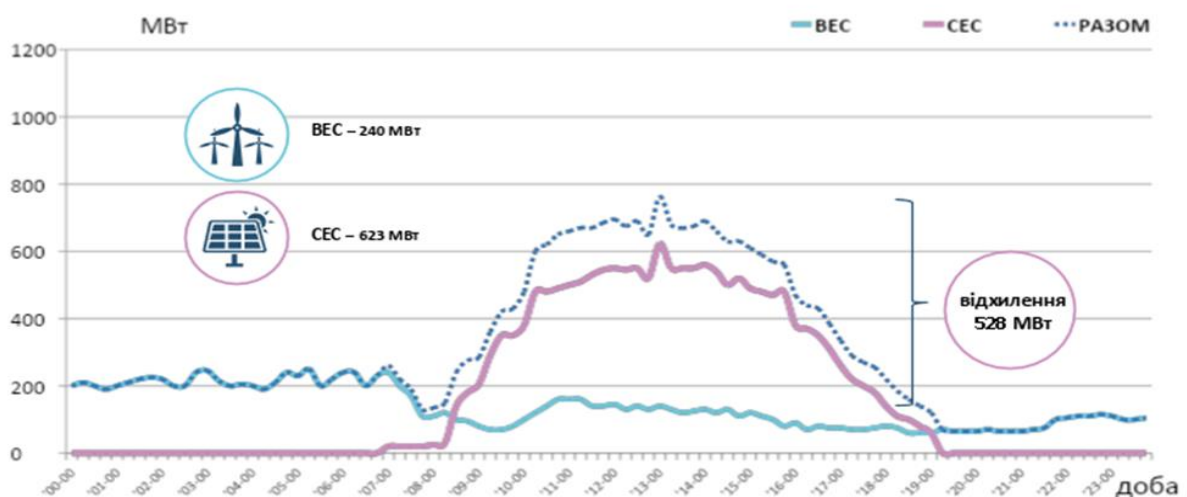


Рисунок 1.6- графік роботи альтернативних джерел енергії[13]



Нормативна величина резервів потужності в енергосистемі України повинна бути не меншою 650 МВт. Добові коливання потужності ВДЕ до 528 МВт повинні враховуватись при добовому плануванні роботи енергосистеми. Значна неточність прогнозування роботи ВДЕ вимагає від оператора системи передачі залучення додаткових балансуючих потужностей для забезпечення достатньої величини резерву. «Зелена» генерація: перехідний рубіж – 2020 рік [18].

Максимальна величина потужностей ВЕС та СЕС, які можуть бути інтегровані до об'єднаної енергосистеми України без серйозних відхилень в управлінні нею, визначені спільними дослідженнями НЕК «Укренерго та Tetra Tech ES за допомогою USAID, буде досягнута в 2020 році. Збільшення генерації СЕС та ВЕС призводить до обмеження виробітку електроенергії на АЕС, як базової генерації, та вимагає залучення до роботи більшої кількості енергоблоків ТЕС, які працюють в режимі регулювання навантаження та збалансовують нерівномірність роботи ВДЕ. Вже з середини 2020 року структура генеруючих потужностей має змінюватись, щоб врегульовувати збільшення частки ВДЕ в енергетичному балансі [24].

Високо-маневрені балансуєчі потужності: можливі варіанти.

Резерви потужностей в енергетичній системі України для регулювання ВЕС та СЕС за рахунок нових маневрених потужностей та систем акумулювання енергії. На рисунку 1.7 наведено, маневренні резерви потужності. (Див.рис. 1.7)

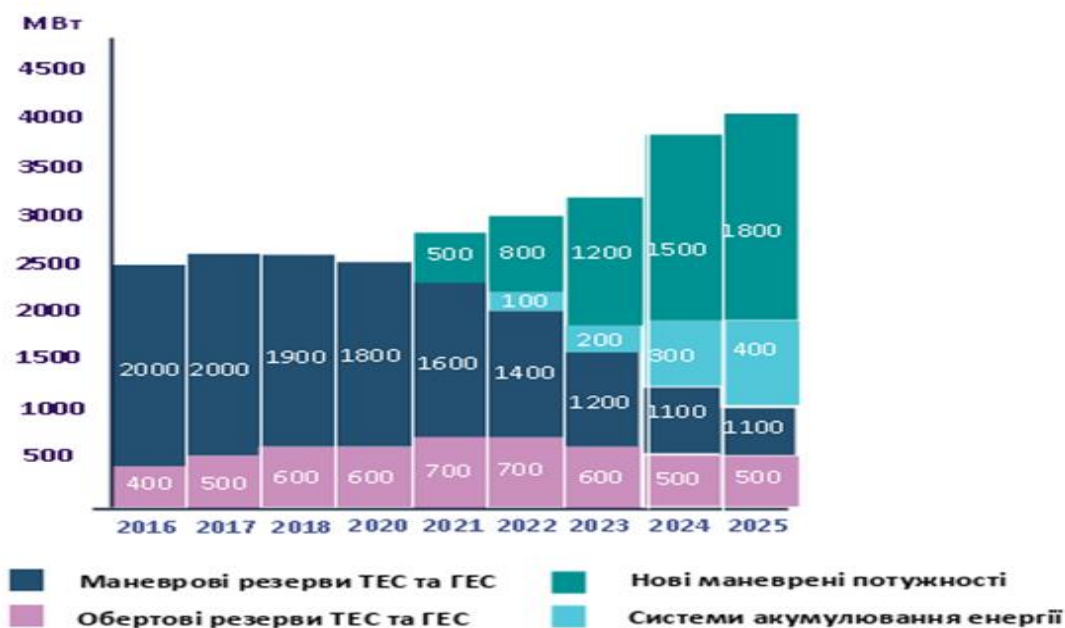


Рисунок 1.7 - Маневренні резерви потужності ВДЕ

Основним завданням оператора системи передачі є забезпечення операційної безпеки роботи ОЕС України з урахуванням впровадження необхідної частки ВДЕ. Рішення – будівництво нових маневрених потужностей: 2000 МВт газопоршньового або газотурбінного обладнання швидкого старту 500 МВт систем акумулювання енергії. Високо-маневрені балансуєчі потужності: можливі варіанти. Для встановлення 2500 МВт додаткових потужностей до 2025 року необхідне залучення інвестицій 2 млн. дол. США.

Розвиток ВДЕ в Україні: шляхи рішення:

1. Підвищення точності прогнозування генерації ВДЕ;
2. Застосування суворої відповідальності за дисбаланси ВДЕ;
3. Створення високо маневрених генеруючих потужностей «швидкого старту» та систем акумулювання енергії;
4. Впровадження механізму керованого попиту на електроенергію.

Регулятор внести зміни до кодексу системи передачі щодо зменшення (до 1 МВт) рівня потужності ВДЕ, яким видаються ТУ на приєднання до системи розподілу без узгодження з оператором системи передачі. Внести зміни до

правил ринку, запровадивши фінансові інструменти для підтримки розвитку та функціонування високо-маневрених генеруючих потужностей та акумуляторів енергії.

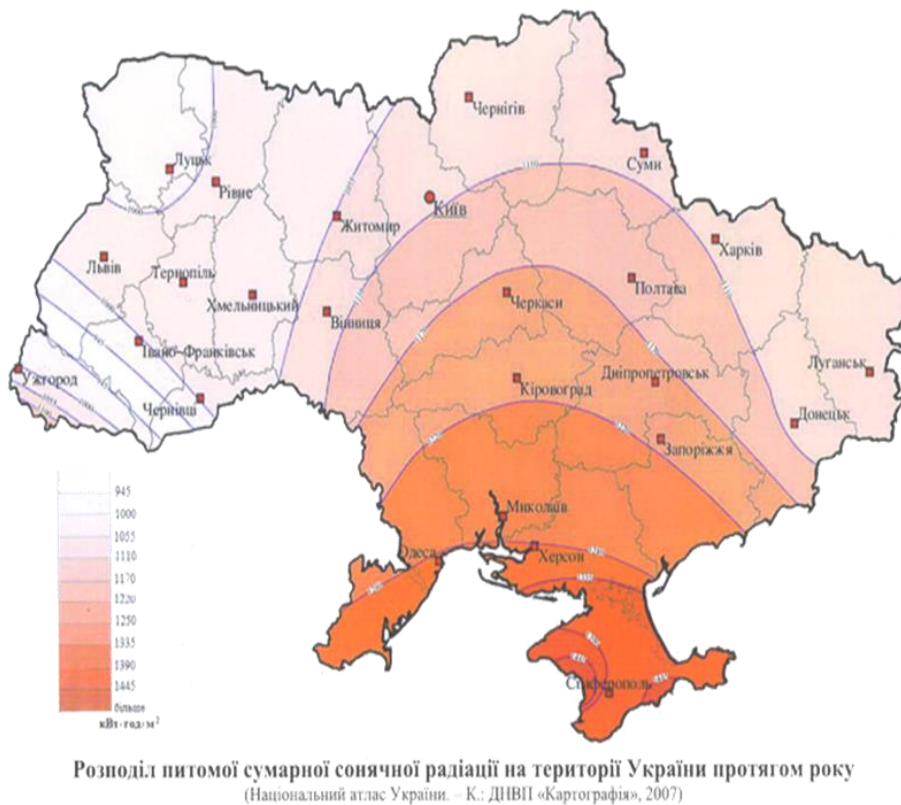
Уряд і Міністерство екології та енергетики  
Впровадити План імплементації конкурентної моделі підтримки ВДЕ. Провести конкурси на побудову маневреної потужності та систем акумулювання енергії.

#### **1.4 Потенціал використання сонячної енергії та характеристика сонячного потенціалу**

Середньорічна кількість сумарної енергії сонячного випромінювання, яка надходить щорічно на територію України, знаходиться в межах від 1 070 кВт·год/м. кв. в північній частині України до 1 400 кВт·год/м. кв. і вище в АР Крим.

Фотоенергетичне обладнання може достатньо ефективно експлуатуватися на протязі всього року проте, максимально ефективно протягом 7 місяців на рік (з квітня по жовтень). Перетворення сонячної енергії в електричну в умовах України слід орієнтувати в першу чергу на використання фотоелектричних пристроїв. Наявність значних запасів сировини, промислової та науково-технічної бази для виготовлення фотоелектричних пристроїв може забезпечити сповна не тільки потреби вітчизняних споживачів, але й експортувати більше двох третин виробленої продукції [24].

На 01.01.15 року в Україні діяло 98 сонячних станцій загальною встановленою потужністю 819 МВт, якими у у 2014 році вироблено 485 млн. кВт\*год електричної енергії. Беручи до уваги досвід з впровадження сонячних електростанцій (далі – СЕС) в європейських країнах зі схожим рівнем сонячного випромінювання, а також з огляду на світові тенденції постійного зниження собівартості будівництва СЕС внаслідок розвитку технологій, в Україні за рахунок вдосконалення технології та введення в експлуатацію нових потужностей виробництво електроенергії СЕС може бути значно збільшено.



Умовно територію України можна розділити на чотири зони, залежно від інтенсивності сонячної радіації (див.рис.1.8)

Рисунок 1.8 – інтенсивність сонячної радіації на території України

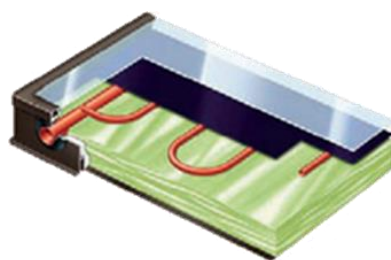
Сучасний стан. Досвід країн ЄС та північної Америки свідчить, що сонячна енергія може використовуватись в промисловому масштабі навіть вночі. В Іспанії і США є підприємства, що в темний час доби генерують електроенергію з тепла накопиченого в день [30].

Технічні рішення (Технічні характеристики, обладнання, особливості встановлення та експлуатація, виробники, переваги та недоліки). Станції, що працюють на сонячній енергії (геліостанції), взагалі безшумні. Істотний недолік полягає у тому, що такі станції займають великі площі. Кожен 1 МВт потужності СЕС потребує відведення щонайменше 1,5 га землі. Мінусом також є те, що вихід енергії – непостійний. На СЕС сьогодні припадає близько 4% виробленої електроенергії з відновлювальних джерел енергії у світі. Перетворення сонячної енергії в електричну відбувається в основному за рахунок використання фотоелектричних елементів [28].

За допомогою енергії Сонця можна частково забезпечити електроенергією мешканців приватного сектору, (паралельно з роботою електричної мережі).

Для цього використовуються фотоелектричні елементи, які розташовуються на даху будинку. Сонячні колектори здатні нагрівати воду до  $70^{\circ}\text{C}$ . Вдень СК перетворює енергію Сонця в теплову, яка гріє воду, що накопичується в теплоізованих ємностях (баках-акумуляторах). Із баків-акумуляторів вода подається в систему гарячого водопостачання. СК встановлюються на даху будинку, а накопичувальна ємність та допоміжне обладнання монтується в технічному приміщенні.

Види сонячних колекторів наведені на рисунку 1.9:



а) плоский



б) вакуумний із прямою передачею тепла воді

Рисунок 1.9- а,б (плоский та вакуумний колектор)

Експлуатаційні витрати на роботу системи гарячого водопостачання на базі СК мінімальні, адже електрична енергія витрачається тільки на роботу циркуляційного насосу. Наприклад, за потреби громадського закладу в 650 л/добу гарячої води, річний виробіток теплової енергії плоскими сонячними колекторами становить 8,7 МВт·год (7,5 Гкал). При цьому, електричної енергії для роботи циркуляційного насосу витрачається близько 180 кВт·год [33].

Сонячні фотоелектричні (ФЕ) елементи перетворюють сонячне світло безпосередньо в електроенергію. В даний час кристалічний кремній (с-Si) і, так

звані, тонко плівкові технології (ТП) домінують на світовому ринку. В ФЕ-системах на основі кристалічного кремнію високої чистоти використані елементи, які зібрані в модулі і електрично з'єднані. Система тонко плівкової технології ФЕ складається з тонкого шару напівпровідникового матеріалу, нанесеного на скло, полімер або метал. ФЕ-система на основі кристалічного кремнію є найстарішою і в даний час домінуючою фотоелектричною технологією, яка складає приблизно 85 – 90% ринку фотоелектрики.

Підприємства з виробництва концентрованої сонячної енергії (КСЕ) використовують дзеркала для концентрування сонячного випромінювання на приймачі, який збирає та передає сонячну енергію до теплопровідної рідини, що може застосовуватися як для кінцевого використання, так і для генерування електричної енергії за допомогою звичайних парових турбін. Великі КСЕ-підприємства можуть бути оснащені системами акумулювання тепла для постачання теплової енергії електричної енергії також і вночі або у випадку, якщо день хмарний [14].

Існує чотири різновиди КСЕ-підприємств, а саме: з параболічним рефлектором, рефлектором Френеля, сонячною баштою та параболічним лотком, які відрізняються один від одного конструкцією, конфігурацією дзеркал та приймачів, робочою рідиною, для передачі енергії та фактом наявності або відсутності теплового накопичувача. Перші три типи застосовуються у більшості електростанцій з централізованим виробництвом електрики. Система, яка використовує параболічний рефлектор, є найбільш технологічно розвиненою. Сонячні параболічні лотки більш придатні для розподільного видобутку електрики.

КСЕ - підприємства вимагають для свого функціонування наявність прямого сонячного випромінювання і тому є привабливим варіантом для встановлення у регіоні Сонячного поясу між 40 градусами північніше та південніше екватора. Вибір у встановленні сонячних ФЕ-технологій часто базується на компромісі між початковими витратами, ефективністю модуля та тарифами на електроенергію. У країнах з хорошими сонячними ресурсами та

високими тарифами на електроенергію, електроенергія вироблена фотоелектричними системами для населення вже порівнялися з роздрібними цінами на електроенергію.

Для малопотужних станцій місцем для встановлення можуть слугувати дахи будинків за умови підвищення їх несучої здатності.

Фотоелементи широко використовуються і для автономного освітлення. Попит на них зростає з кожним роком у зв'язку з розвитком технологій та зниженням вартості обладнання.

Середньорічний потенціал сонячної енергії в Україні (1235 кВт год/м ) є достатньо високим і набагато вищим, ніж, наприклад, в Німеччині – 1000 кВт год/м чи навіть Польщі – 1080 кВт год/м . Отже, ми маємо хороші можливості для ефективного використання теплоенергетичного обладнання на території України. Термін «ефективне використання» означає, що геліоустановка працюватиме з віддачею в 50 % і більше, а це 9 місяців в південних областях України (з березня по листопад), і 7 місяців – в північних областях (з квітня по жовтень). Взимку ефективність роботи падає, але не зникає. Отже, і в умовах нашого клімату сонячні системи працюють цілий рік, правда тільки з перемінною ефективністю. Тому варто розглянути сумарний річний потенціал сонячної енергії на території України. В таблиці 1.1 наведено потенціал сонячної енергії на території України.

Таблиця 1.1- Потенціал сонячної енергії на території України

Області	Потенціал сонячної енергії МВт год/рік		
	Заг.потенціал (10 <sup>2</sup> )	Техн.потенціал (10 <sup>7</sup> )	Економ.потенціал (10 <sup>9</sup> )
Вінницька	30,8	14,8	2,3
Волинська	21,8	10,5	1,6
Дніпропетровська	37,6	18	2,8
Донецька	33	15,8	2,5
Житомирська	32,3	15,5	2,4
Закарпатська	15,5	7,5	1,2
Запорізька	34,8	16,7	2,6
Івано-Франківська	16,4	7,9	1,2
Київська	31,5	15,5	2,4
Кіровоградська	28,8	13,8	2,2
Луганська	34	16,3	2,5
Львівська	25,4	12,2	1,9
Миколаївська	32,5	15,6	2,4
Одеська	45,4	21,8	3,4
Полтавська	31,9	15,3	2,4
Рівненська	21,8	10,5	1,6
Сумська	26	12,5	2,0
Тернопільська	16,3	7,8	1,2
Харківська	35,4	17	2,7
Херсонська	38,4	18,4	2,9
Хмельницька	24,3	11,6	1,8
Черкаська	24,2	11,6	1,8
Чернівецька	9,6	4,6	0,7
Чернігівська	34,2	16,4	2,6
АР Крим	36,5	17,5	2,7
<b>Всього</b>	<b>718,4</b>	<b>345,1</b>	<b>53,8</b>

Щодо використання сонячної радіації для виробництва енергії, то технічно допустимий потенціал сонячної енергії з дахів житлового фонду України



сьогодні становить 26–37 ТВт\*год/рік, що у грошовому еквіваленті становить (при сучасній вартості 1 кВт\*год=0,05 євро): 1,3 – 1,8 млрд. євро на рік. Основним інженерним елементом сонячної системи є сонячні колектори, що перетворюють енергію сонячного проміння в теплову або електричну. Потужність таких сонячних батарей становить 70–100 Вт для 1 м<sup>2</sup> поверхні колектора. Електроенергія, отримана в такий спосіб, поки що доволі дорога, але використання фотоелектричних колекторів дає змогу автономізувати енергозабезпечення будівлі. Якщо врахувати, що ціна сонячного колектора 7000 – 13 000 грн, вартість геліосистеми (в умовах території України) становить від 10 до 18 грн. за один розігрітий літр води в день, то, якщо отримувати 100 літрів гарячої води на день, сонячна система обходиться в 1000 – 1800 грн. Для забезпечення теплою водою сім'ї із трьох-чотирьох осіб достатньо буде встановити два три сонячні теплові колектори. Термін окупності установки приблизно 7-8 років з урахуванням сучасних цін на енергоносії.

А термін експлуатації 30-50 років. Реалізовані впродовж останніх років експериментальні проекти засвідчили, що річне виробництво теплової енергії в умовах України становить 500 – 600 кВт\*год/м<sup>2</sup>. Враховуючи загальноприйнятий на Заході потенціал використання сонячних колекторів для розвинених країн, що дорівнює 1 м<sup>2</sup> на одну людину, а також ККД сонячних установок для умов України, щорічні ресурси сонячного гарячого водопостачання та опалення можуть становити 28 кВт\*год/м<sup>2</sup> теплової енергії. Реалізація цього потенціалу дозволила б заощадити 3,4 млн. т умовного палива (т.ум.п.) на рік.

Перевагами сонячних установок є : 1) ефективно використовується як пряме, так і розсіяне сонячне випромінювання; можливість створення установок практично будь-якої потужності; 2) доволі великий строк служби установок (до 50 років); початкові затрати на СУ значно менші, ніж приєднання віддаленого населеного пункту до системи теплопостачання або електропостачання, а експлуатаційні затрати з урахуванням строку служби виявляються нижчими, ніж у дизельних електростанціях; 3) матеріали сонячних

установок виконують функцію вишуканого будівельного матеріалу, що покращують архітектуру будівель, забезпечують їх водозахист, звукоізоляцію і теплозахист; 4) застосування СУ не має негативного впливу на навколишнє середовище.

Екологічні проблеми можуть виникнути під час виробництва фотоелектричних елементів; виробництва і неправильної утилізації акумуляторів. З огляду на вищеперераховані факти можна говорити про доцільність використання сонячного потенціалу, що припадає на територію України. Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що надходить на 1 м<sup>2</sup> поверхні на території України, перебуває в межах: від 1070 кВт·год/м<sup>2</sup> у північній частині України до 1400 кВт·год/м<sup>2</sup> і вище в АР Крим.

В Україні найбільш перспективними сьогодні є такі напрями використання сонячної енергії:

- безпосереднє її перетворення в низько-потенційну теплову енергію без попередньої концентрації потоку сонячної радіації (для гарячого водопостачання об'єктів, комунально-побутового і технологічного теплопостачання, потреб сільського господарства) з коефіцієнтом корисної дії (ККД) 45–60 %, а в разі застосування концентраторів – 80–85 %;
- безпосереднє її перетворення в електричну енергію постійного струму за допомогою фотоперетворювачів в середньому з ККД 10–15 %, хоча існують перспективні розробки з ККД близько 30 %.

Оптимально підібране обладнання зменшує річне використання енергії для підігрівання води на 50–60 % та енергії з мережі на 50–70 %. У період з квітня по вересень правильно встановлена система покриває 95 % витрат тепла та енергії.

### 1.5 Фактичні та прогнозні показники попиту на електричну енергію та потужність в системі розподілу, обсяги розподілу електричної енергії мережами ОСР

За період 2015-2018 рр. у Компанії електроспоживання електричної енергії залишається практично на одному рівні. Спостерігається тенденція зменшення обсягів електроспоживання промислових підприємств та населення, але при цьому за цей період спостерігається зростання електроспоживання за рахунок споживання електроенергії комунально-побутовим господарством, будівництвом та іншими непромисловими споживачами. Падіння споживання в промисловості пояснюється економічною ситуацією в країні. Зниження споживання у населення пояснюється впровадженням енергозберігаючих заходів для оптимізації витрат на оплату електроенергії. Електроспоживання за період 2015-2018 рр. наведено у Таблиці 1.2 [28].

Таблиця 1.2- Електроспоживання (реалізація електричної енергії), млн.кВт\*год

Показники	2015	2016	2017	2018
<b>Електроспоживанні (брутто)</b>	6665,34	6701,34	6553,02	6703,93
У тому числі:				
Промисловість	940,6	872,5	814,20	788,90
Будівництво	50,01	57,76	55,17	65,20
Транспорт	260,30	278,70	259,90	261,40
Сільське господарство	123,20	121,0	117,90	120,2
Комунально-побутове господарство	917,9	640,71	935,61	968,28
Населення	3120,4	3008,48	2928,8	2991,47
Інше	461,1	490,0	530,1	570,7
<i>Блок станціями та комунальними ТЕЦ</i>	2,1	2,01	1,9	2,16

Перспективне електроспоживання розраховано з прийнятим ростом електроспоживання на рівні 2 % на рік та наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3- Перспективні показники електроспоживання (реалізація електричної енергії), млн.кВт\*год

Показники	2020	2024
Електроспоживанні (брутто)	6974,77	7549,71
У тому числі:		
Промисловість	820,77	888,43
Будівництво	67,83	73,43
Транспорт	271,96	294,38

Продовження таблиці 1.3

Сільське господарство	125,06	135,36
Комунально-побутове господарство	1007,40	1090,44
Населення	3112,33	3368,88
Інше	593,76	642,70
<i>Блок станціями та комунальними ТЕЦ</i>	2,25	2,43

У таблиці 1.4. наведено максимальне та мінімальне навантаження в режимні дні.

Таблиця 1.4- Електричні навантаження в режимні дні, МВт

	Електричні навантаження за роками у т.ч.			
	2015	2016	2017	2018
Максимальне, МВт	1296	1301	1191	1300
Мінімальне, МВт	481	483	503	509

## Висновок

1. Проведений аналіз дослідження показав, що ВДЕ займають суттєву частку загального обсягу світової енергетики, розвиток альтернативних джерел відіграє важливу роль у підвищенні безпеки електропостачання, допомагає зменшити залежність від імпорту енергії.

2. У Південно-Західній частині Одеській області буде доцільним удосконалення протиаварійного керування енергосистеми, шляхом розробки структури комплексу адаптивної системи протиаварійної автоматики.
3. За результатами дослідження визначено режими роботи, перспективи розвитку альтернативних джерел енергії, фактичні та прогнозні показники попиту на електричну енергію та потужність, обсяги розподілу електричної енергії мережами ОСР в Одеській області.



## **2 АНАЛІЗ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПРОТИАВАРІЙНОЇ АВТОМАТИКИ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ**

### **2.1 Системи протиаварійної автоматики зі значною часткою відновлювальної генерації**

В останні роки станції на основі відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), насамперед сонячні (СЕС) та вітрові електростанції (ВЕС), знаходять все більш широкого поширення як всвітових енергосистемах, так і в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України. Поряд з позитивними аспектами розвитку ВДЕ, такими, як зниження екологічного впливу на навколишнє середовище та збереження паливних ресурсів, збільшення частки відновлюваної генерації в структурі генеруючих потужностей також призводить до появи низки проблем, які пов'язані з ускладненням керування енергосистемами в нормальному та особливо аварійних режимах її роботи. Зокрема, це викликано появою певних обмежень щодо зміни параметрів режимів енергосистем, насамперед в частині забезпечення стійкості за напругою в аварійних режимах [1].

Внаслідок відмінності технологій генерації ВДЕ порівняно з тими, що використовуються на «традиційних» електростанціях, це обумовлює необхідність удосконалення протиаварійного керування енергосистем в частині створення адаптивних систем протиаварійної автоматики, які враховували б особливості роботи відновлюваної генерації. Так, навіть незначне зниження напруги, виникнення якого є найбільш ймовірним в аварійних режимах, може призвести до спрацювання захистів інверторів станцій з подальшим відключенням останніх від електричної мережі, наслідком чого є збільшення перетоку активної потужності в дефіцитні енергорайони та подальше небезпечне зниження напруги в мережі. Таким чином, як впливає з наведеного, забезпечення надійного протиаварійного керування енергосистем з ВДЕ, що направлене на попередження їх відключення від мережі в умовах зниженої напруги, набуває особливої актуальності. Вирішення вищезазначеної проблеми потребує удосконалення протиаварійного керування енергосистем з

ВДЕ шляхом розробки структури комплексу адаптивної системи протиаварійної автоматики (ПА) та розв'язання низки науково-технічних і практичних задач, спрямованих як на розвиток існуючих, так і на побудову нових методів протиаварійного керування в електроенергетиці. На рисунку 1.5. показано розрахункову модель мережі південно-західної частини Одеської області для перспективного 2020 р [3].

На рисунку 2.1. наведено налаштування безперервної та дискретної роботи АРВЛ ПЛ- 330 кВ «Молдавська ДРЕС- Арциз» для трьох різних випадків.

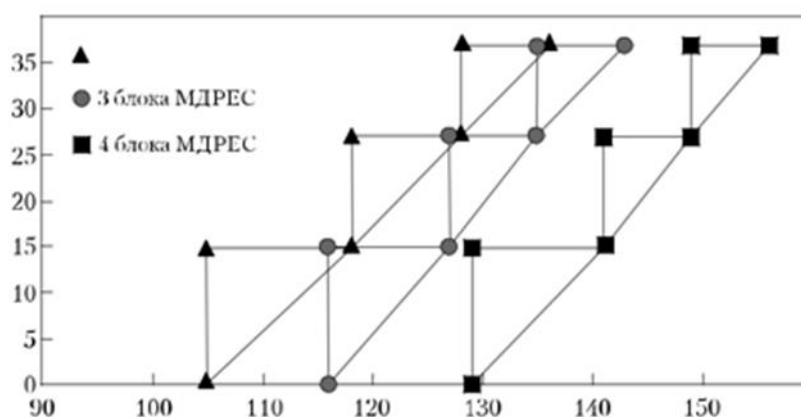


Рисунок 2.1. Налаштування безперервної та дискретної роботи АРВЛ ПЛ- 330 кВ «Молдавська ДРЕС- Арциз» для трьох різних випадків

По-перше, це потребує розробки відповідних методів адаптивного керування, що дозволить попередити зменшення напруги в мережі нижче критичного значення за умови попередження відключення інверторів СЕС від мережі. По-друге, ймовірнісний характер зміни потужності ВДЕ протягом доби (особливо СЕС) спонукає до зміни напрямків перетоків активної потужності, що потребує забезпечення адаптивного керування уставками в системах протиаварійного керування. По-третє, з урахуванням локального характеру зміни напруги на окремих підстанціях виникає задача зі створення централізованої системи моніторингу та керування навантаженням регіону з метою координації роботи протиаварійних систем на системному та об'єктних рівнях керування [2].

Зазначимо, що в рамках виконуваної роботи практичну розробку комплексу адаптивної системи ПА здійснено для мереж південно-західної частини. Крім



того, одним з чинників, що впливає на зміну напруги в нормальному та аварійних режимах роботи енерго-системи, є характеристики навантаження споживачів, які визначені на основі результатів аналізу структури навантаження вузлів 110 кВ мережі. З урахуванням зазначених особливостей роботи електростанцій на ВДЕ в проекті визначені критерії оцінки допустимості режимів, а саме критичні значення напруги та допустимі струмові навантаження ліній електропередачі, які визначають «область» дії адаптивної ПА.(див.рис.2.2)

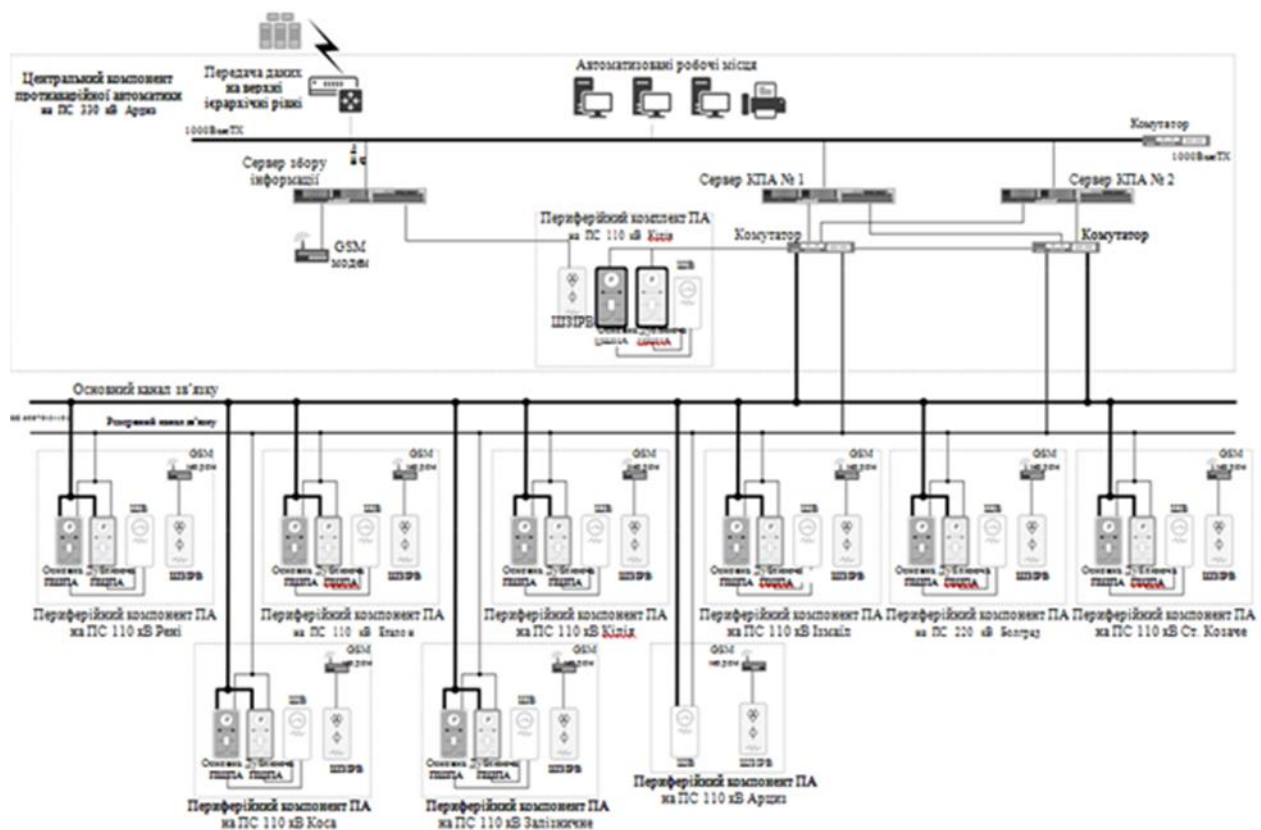


Рисунок 2.2- Структурна схема комплексу протиаварійної автоматики  
Південної ЕС

Це дозволило ідентифікувати «вузькі місця за напругою», а отже сформувати структуру та визначити місця встановлення пристроїв адаптивної ПА [6].

На підставі даних налаштування контролю попереднього режиму (КПР) та визначених обсягів спеціальної автоматики відключення навантаження (САВН) реалізовано налаштування автоматики розвантаження при відключенні лінії

(АРВЛ) повітряної лінії (ПЛ) 330 кВ «Молдавська ДРЕС — Арциз» для таких випадків (рис. 2.2.):

- а) робота на Молдовській ДРЕС трьох енергоблоків;
- б) робота на цій станції чотирьох енергоблоків; в) відключення ПЛ 110 кВ «Староказаче Канал». Зазначимо, що налаштування такої автоматики виконано з урахуванням роботи СЕС, що відповідає добовим годинам, протягом яких працюють ці станції, а також без урахування СЕС, що є характерним для нічного мінімуму добового графіку навантаження [28].

На базі проведених досліджень розроблено структуру адаптивної ПА регіону, яка складається з центрального та периферійного комплектів ПА (див.рис. 1.7.), а також проведені дослідження роботи такої системи в усталених та динамічних режимах. Проведення таких комплексних досліджень дозволило здійснити перевірку ефективності розробленої системи для різних схемно-режимних умов роботи мереж південно-західної частини Одеської області. Необхідно зазначити, що проект розробленого комплексу адаптивної ПА пройшов державну експертизу та впроваджується в мережах південно-західної частини Одеської області. Автоматика здійснює керування джерелами активної й реактивної потужності та дозованого відключення менш відповідальних споживачів на об'єктах регіону. Алгоритм роботи адаптивної ПА базується на результатах проведених розрахункових досліджень з використанням розробленої цифрової моделі адаптивної ПА в усталених та перехідних режимах.

## **2.2 Характеристика Одеського вузла електропостачання, ділянка,**

### **Ізмаїльський РЕМ**

Інформація по південно-західній частині Одеської області.

Загалом, Одеська область на даний час практично не має власних гарантованих джерел генерації електричної потужності, які б могли компенсувати стійке зростання навантаження регіону. Електропостачання

мережі, що живить Одеську область, здійснюється як від шин 110 кВ підстанцій 220-330 кВ Південної ЕС ДП "НЕК "Укренерго", а саме від ПС 330 кВ "Усатове", ПС 330 кВ "Новоодеська", ПС 330 кВ "Аджалик", ПС 220 кВ "Центроліт", ПС 330 кВ "Подільська", ПС 220 кВ "Доброславська", ПС 330 кВ "Арциз", так і безпосередньо від електричних мереж Республіки Молдова. Південно-західний регіон Одеської області, в силу географічного розташування та структури живлячих мереж, отримує до 90 % електроенергії від мереж Молдови. Це, в першу чергу, Б.-Дністровський, Ренійський, Кілійський, Болградський, Ізмаїльський, Тарутинський, Татарбунарський, Саратський та Арцизьський райони. Сумарне електричне навантаження регіону в осінньо-зимовий період (ОЗП) досягає 300-350 МВт, в літній період - до 200 МВт [6].

Електропостачання регіону здійснюється від Молдови по наступним повітряним лініям:

- ПЛ 330 кВ МДРЕС – Арциз;
- ПЛ 110 кВ МДРЕС – Старокозаче;
- двом ПЛ 110 кВ Вулканешти – Болград №1,2.

З основною мережею АТ "Одесаобленерго" регіон пов'язує тільки ПЛ 110 кВ Старокозаче – Канал, яка проходить частково по території Молдови, що ускладнює проведення ремонтних робіт на цій лінії [19].

ЗАТ "Молдовська ДРЕС" - одна з найбільших теплових станцій подібного типу на європейському континенті. Перший її енергоблок потужністю 200 МВт введений у 1964 році.

Майже щороку вводилися нові енергоблоки. У 1974 році з пуском десятого енергоблоку потужність станції досягла 2020 МВт. У 1980 і 1982 рр. були введені додатково два парогазових енергоблоки по 250 МВт кожен, і загальна потужність Молдавської ГРЕС досягла 2520 МВт [6].

Молдовська ДРЕС розташована на західному березі Кучурганського лиману, на кордоні з Україною (Одеська область). До розпаду Радянського Союзу станція здійснювала енергопостачання споживачів Молдови, південних областей України. Частина електроенергії передавалася в Болгарію.

Встановлена потужність ЗАТ "Молдовська ДРЕС" складає 2520 МВт. Склад встановленого на енергоблоках обладнання наступний:

- Енергоблок №1-8 потужністю по 200 МВт з пиловугільними котлами ТП- 100 (№1-6) ТП-100А (№7,8) с турбогенераторами ТГВ-200;
- Енергоблок №9,10 потужністю 200 МВт з газомазутними котлами ТГМ- 104 с турбогенераторами ТГВ-200.

На рисунку 2.3. представлено діаграму потужності для турбогенератора ТГВ-200, який встановлений на блоках 1- 10

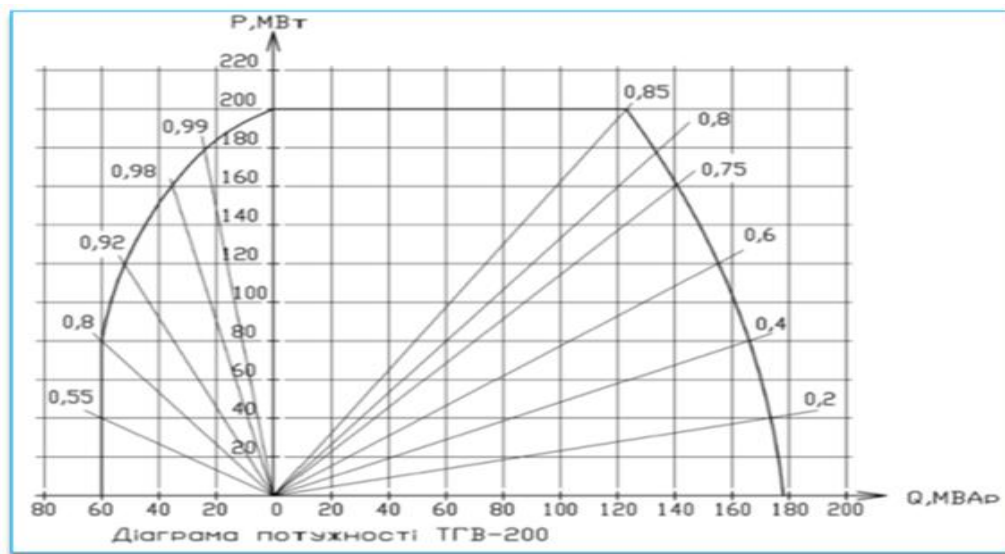


Рисунок 2.3- Діаграма потужності турбогенератора ТГВ – 200

Енергоблок №11,12 потужністю 210 МВт з газомазутними котлами ТМЕ- 213 с турбогенераторами ТГВ-200М. На рисунку 2.4. представлено діаграму потужності для турбогенератора ТГВ-200М, який встановлений на блоках 11- 12.

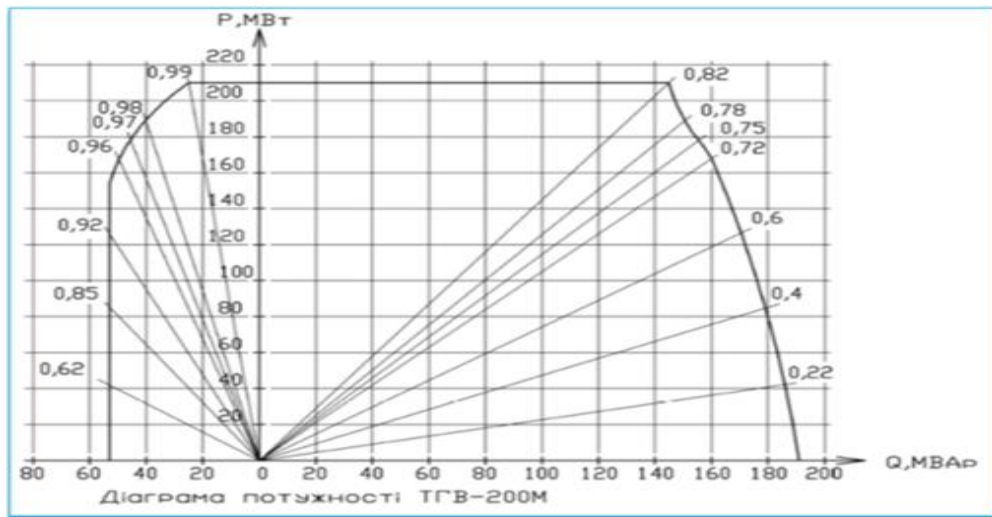


Рисунок 2.4- Діаграма потужності турбогенератора ТГВ – 200М.

По існуючим ЛЕП поставка електроенергії може здійснюватися в Молдову, південні області України, інші країни Європи - Румунію, Болгарію Туреччину і Балканські держави [20].

Завдяки можливості роботи енергетичного підприємства на 3-х видах палива - вугіллі, мазуті і природному газі. МДРЕС може здійснювати безперебійне постачання споживачів при недостатніх кількостях 1-2 видів палива. До розпаду СРСР Молдовська ДРЕС щорічно виробляла й постачала 12-15 млрд.кВт\*г електроенергії споживачам: Молдова -40%, Україна -30% та Болгарії -30%. Постачання до Болгарії максимально досягало 6 млрд. кВт\*г на рік і припинився в 1992 році. Збільшення виробництва електроенергії ЗАТ "Молдовська ДРЕС" можливо по мірі виконання капітальних ремонтів енергоблоків та розширення ринків збуту електроенергії.

Два турбогенератора потужністю 200 МВт через підвищувальні трансформатори потужністю 250 МВА підключені до шин ВРП 110 кВ, вісім турбогенераторів - 200 МВт через підвищувальні трансформатори тієї ж потужності підключені до шин ВРП 330 кВ. Два турбогенератора по 210 МВт підключені до шин ВРУ 400 кВ через підвищувальні трансформатори по 250 МВА. Два генератора газотурбінних установок підключені через підвищувальні трансформатори потужністю 80 МВА до обмоток 35 кВ автотрансформаторів зв'язку 400/330/35 кВ.

Власні потреби електростанції забезпечуються на напругах 6,0 і 0,4 кВ. Блокові трансформатори власних потреб, включені у відпайки генераторної напруги. Резервні трансформатори власних потреб живляться з СШ 110 кВ, інший зі сторони 35 кВ автотрансформаторів 1-2 АТ. На рисунку 2.5. наведено нормальну схему мережі Молдовської ДРЕС станом на 01.01.2015.

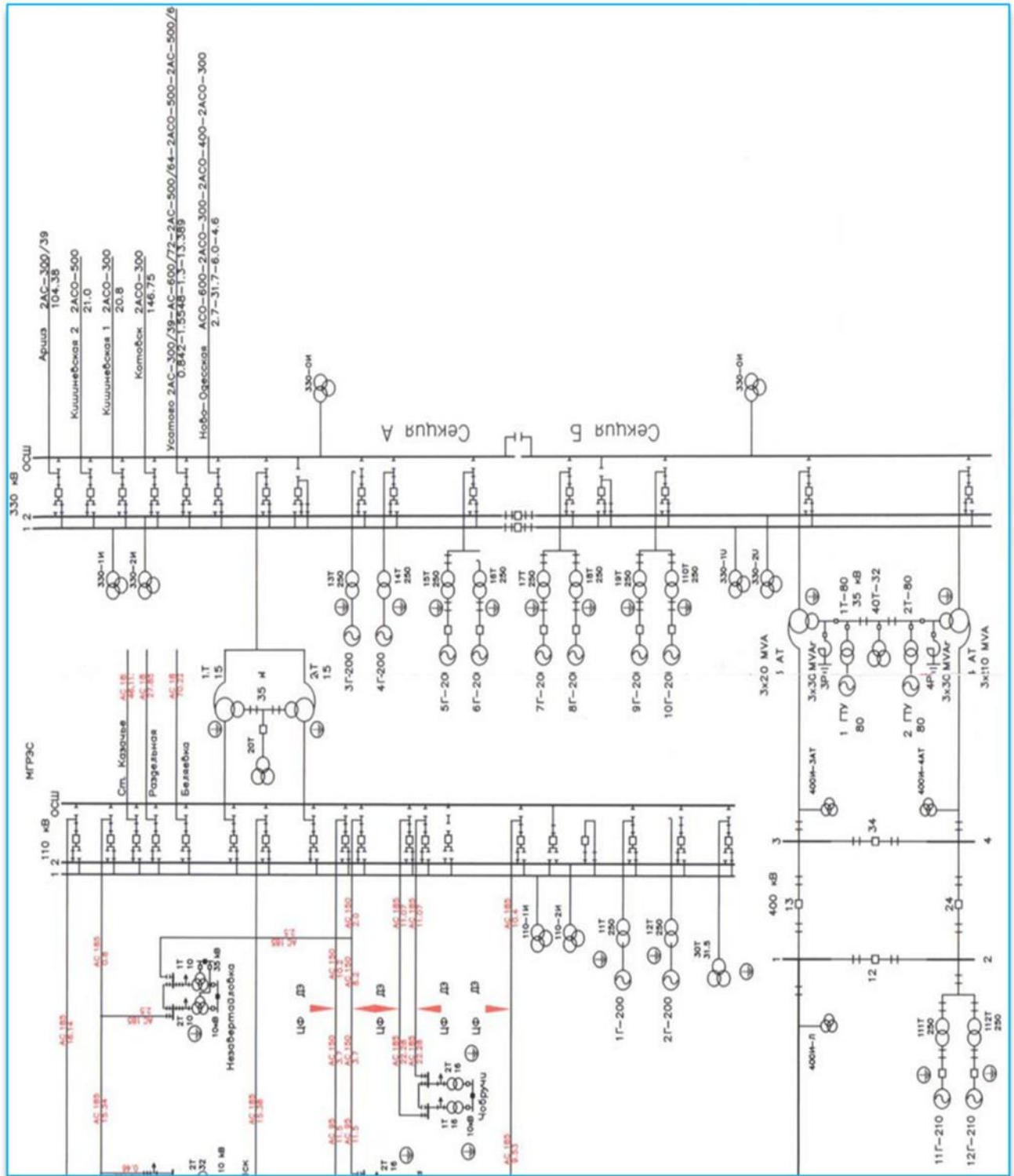


Рисунок 2.5- Нормальна схема мережі Молдовської ДРЕС станом на 01.01.2015

Згідно даних РДЦ Південного регіону щодо моніторингу структури генерації, у південно-західній частині Одеської області вся генерація представлена лише фотогальванічними електростанціями, станом на 01.06.2019 в даному регіоні введено в роботу 12 СЕС сумарною потужністю 252 МВт, встановленою потужністю від 1 до 43 МВт. Згідно даних вказаних у "Плані розвитку розподільчих електричних мереж на 2020-2024 роки", АТ "Одесаобленерго" укладено договорів та видані технічні умови на приєднання до мережі Південно-західної частини Одеської області об'єктів ВДЕ (21 сонячна електростанція) сумарною встановленою потужністю 148,566 МВт [29].

Молдавська ДРЕС і відсутність джерел стабільної генерації в південно-західному регіоні Одеської області, створює певні труднощі режимного характеру із забезпечення електропостачання споживачів Болградського, Ізмаїльського, Арцизького та Б.Дністровського енерговузлів при проведенні ремонтних робіт основних транзитів, що живлять даний енерговузол. Так, при виведенні в ремонт ПЛ 330 кВ Арциз – Молдавська ДРЕС та аварійному відключенні ПЛ 400 кВ Молдавська ДРЕС – Вулканешти (або одночасно двох ПЛ 110 кВ Вулканешти – Болград 1,2) в години максимальних навантажень, виникає перевантаження ПЛ 110 кВ Вулканешти – Болград 1,2 (ПЛ 110 кВ Канал - Старокозаче) та зниження рівнів напруг в мережі 110 кВ нижче аварійно-допустимих величин (нижче 99 кВ). Для ліквідації аварійного режиму необхідне відключення споживачів. Слід зазначити, що у 2018 р. введено в роботу "Комплекс ПА південно-західної частини Одеської області у складі ПА мережі 110-150 кВ Південного регіону ОЕС України" (ПА ПЗОО) призначений для запобігання зниження напруги до рівня 0,9 Уном. З метою недопущення розвитку аварії дія ПА на обмеження споживання електричної енергії здійснюється дозовано, з контролем попереднього режиму [29,30].

Ця ПА забезпечує адаптивне дозування керуючих дій на обмеження навантаження задіяного під черги САВН (згідно таблиці наведеної нижче), яке визначається кожної секунди на підставі синхронізованих у часі вимірів активної потужності (контроль попереднього режиму) на таких ПЛ:

ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз;  
 ПЛ 110 кВ Молдавська ДРЕС – Старокозаче;  
 ПЛ 110 кВ Старокозаче – Канал;  
 ПЛ 110 кВ Вулканешти – Болград 1;  
 ПЛ 110 кВ Вулканешти – Болград 2.

У таблиці 2.1. наведено підстанції та їх приєднання ,потужності.

Таблиця 2.1- Підстанція- приєднання- потужність

Підстанція		Приєднання	Потужність, що Вимикається, МВт
ПС 330кВт «Арциз»		110 кВ «Білолісся»	10
ПС 110 кВ «Коса»		35 кВ Ялпуг	1,5
		35 кВ ІНС 15	1,0
ПС 110 кВ «Кілія»		35 кВ Парапори	2,5
		35 кВ Город	3,2
ПС 110кВ «Залізничне»		35 кВ Червоноармійська	6,0
ПС 110 кВ «Болград»		35 кВ Табака	2,0
		10 кВ Сільський	1,0
		10 кВ Тополине	1,2
ПС 110 кв «Ізмаїл»		35 кВ Порт	3,0
		35 кВ ТП 233	1,2
		10 кВ РП 5	1,5
ПС 110 кВ «Еталон»		35 кВ Северна	12
ПС 110 кВ «Рені»		10 кВ Сільський	1,0
		10 кВ РП 1	2,0
		10 кВ Порт 1	1,5
	Усього:		50,6

Протиаварійна автоматика переходить в режим "ОЧІКУВАННЯ/АВАРІЯ" у випадку наявності пускового фактору дії ПА з подальшим контролем напруги на локальному рівні всіх підстанцій. В цьому режимі вимкнення навантаження реалізується, якщо напруга на СШ 110 кВ зменшується нижче за допустиму ( $0,9U_{ном}$  – залежно від рівня генерації сонячних електростанцій регіону).

Пусковими факторами ПА є:

- фіксація вимкнення повітряної лінії (ФВЛ) 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз при фіксації одночасного ремонту повітряних ліній (ФРЛ) 110 кВ Вулканешти – Болград1 і 2;
- фіксація одночасного вимкнення (ФВЛ) ПЛ 330 кВ Вулканешти – Болград 1 і 2 при ФРЛ ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз;



- ФВЛ ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Вулканешти при ФРЛ ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз;
- ФВЛ ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз при ФРЛ ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Вулканешти.

Енергія сонця безпечна для довкілля. Її можна виробляти поки світитиме Сонце. Використання сонячного випромінювання доцільне для вироблення теплової та електричної енергії й можливе на всій території України. В таблицях 2.2. та 2.3. наведені типи споживачів Одеської області [30,31].

Таблиця .2.2- типи споживачів Одеської області.

ПП «Касмет»	Одеська обл., Саратський р-н, смт.Сарата, вул.Промзона, буд.3	Новий ПП- 10кВ на території земельної ділянки замовника	ПС 110 кВ Арциз	ПС 330 Арциз	Дахова СЕС	1	0823- 2018-0101 від 21.12.2018	2019
ТОВ «Азімут Запад»	Одеська обл., Білгород Дністровський р-н, с/рада Шабівська, кадастровий номер – 5120881200:01:003:0148	РУ-110 кВ ПС 110/10 кВ Салгани	ПС 110 кВ Салгани	ПС 330кВ Новоодеська	СЕС	8	0621- 2018-0101 від 02.11.2018	2019
ТОВ «Татарбунари Солар 2»	Одеська обл., Білгород Дністровський р-н, с/рада Шабівська, кадастровий номер – 5120881200:01:003:0149, 5120881200:01:003:0150	РУ-10 кВ ПС 110/10 кВ Салгани	ПС 110 кВ Салгани	ПС 330кВ Новоодеська	СЕС	8	0620- 2018-0101 від 02.11.2018	2019
ТОВ «Одеса Грін Енерджи»	Одеська обл., Ізмаїльський район, Суворівська селищна рада (за межами населеного пункту), кадастрови номер – 512055400:01:001:0363	ПЛ-35 кВ «Суворово- БНС-3»	ПС 110 кВ Суворово	ПС 330 Арциз	СЕС	9,8	0090- 2019-0101 від 21.02.2019	2020
ТОВ «Одеса Грін Енерджи»	Одеська обл., Ізмаїльський район, Суворівська селищна рада (за межами населеного пункту), кадастровий номер – 5122055400:01:001:0363	ПЛ-35 кВ «Суворово- БНС-3», ПЛ- 35 кВ Суворово Кам'янка»	ПС 110кВ Суворово	ПС 330 кВ Арциз	СЕС	9,8	0090- 2019-0101	2020
Сумарно:						148,566		

Таблиця. 2.3- Структура генерації Одеської області.

Тип електростанції	Назва електростанції	Встановлена потужність, МВт	Примітка	Дата введення в роботу	Точка приєднання
СЕС:					
1	СЕС ТОВ «Франко Солар» СЕС ТОВ «Франко Піві»	21,18 21,77		12.07.2012 01.07.2012	ПС 110 кВ Старокозаче
2	СЕС ТОВ «Дунайська СЕС-1» СЕС ТОВ «Дунайська СЕС-2»	21,52 21,62		16.11.2012 16.11.2012	ПС 110 кВ Сонячна-Арциз
3	СЕС ТОВ «Лиманська Енерди-1» СЕС ТОВ «Лиманська Енерди -2»	21,39 22,06		16.05.2013 16.05.2013	ПС 110 кВ Сонячна-Рені
4	СЕС ТОВ «Приозерне-1» СЕС ТОВ «Приозерне-2»	27,36 27,49		15.07.2013 15.07.2013	ПС 110 кВ Кілія
5	СЕС ПрАТ «Болград Солар»	34,14		07.08.2013	ПС 110 кВ Залізничне
6	ФЕС ТОВ «Ренджи Ізмаїл» (сmt. Суворове)	2,38		01.05.2017	ПС 110 кВ Суворово
7	ФЕС «Кулевча» ТОВ «Ренджи Томашпіль»	8		01.08.2017	ПС 110 кВ Колісне
8	СЕС «Красне» ТОВ «Тарутине Солар 2»	3,89		01.03.2018	ПС 110 кВ Арциз 110
9	СЕС (наземна) ТОВ «Талан-Солар»	1		01.06.2018	ПС 110 кВ Ізмаїл
10	СЕС «Ярове» ТОВ «Тарутине Солар 4»	4,86	I черга – 3,78, II черга – 1,08	I черга – 01.09.2018, II черга – 09.02.2019	ПС 110 кВ Арциз 110
11	СЕС ТОВ «Білород-Дністровський Солар 1»	3,5		01.09.2018	ПМ 110 кВ МІЗ
12	ФЕС «Суворово-2» ТОВ «Ренджи Ізмаїл»	9,84		01.03.2019	ПМ 110 кВ Суворово
	Сумарно:	252			

### 2.3 Комплекс протиаварійного керування Південно-Західного регіону мереж Південної енергосистеми

Створюється для забезпечення надійного енергопостачання відповідальних споживачів регіону:

- при відключенні живильних зв'язків й аварійному дефіциті активної й реактивної потужності викликаному аварійним відключенням ПЛ;
- при зниженні генерації поновлюваними джерелами енергії в ремонтних режимах живильних ПЛ [6].

Протиаварійне керування виконується за рахунок керування джерелами активної й реактивної потужності й дозованого відключення менш відповідальних споживачів на об'єктах регіону.

Основна мета створення комплексу:

- підвищення надійності та ефективності роботи ОЕС України;
- своєчасне надання оперативному персоналу енергосистеми та ОЕС достовірної інформації в режимі плинного часу про хід технологічного процесу, стан контролюючого енергорайону та комплексу ПА;
- забезпечення персоналу ретроспективною технологічною інформацією (реєстрація подій, розрахунок показників) для аналізу, оптимізації та планування роботи енергорайону та його ремонту;
- підвищення довговічності, ступеня експлуатаційної надійності обладнання.
- зменшення збитків від помилок персоналу [5].

Обсяг навчання повинен забезпечити персонал знаннями й практичними навичками для подальшої самостійної експлуатації елементів системи й виконання наступних завдань:

- надійної експлуатації технічних засобів, інформаційного й програмного забезпечення;

підготовка базової інформації для підсистем комплексу;

- ефективного використання обчислювальної техніки з урахуванням діючих нормативів;

надання відповідним підрозділам (службам) необхідної достовірної інформації з урахуванням рівнів доступу й повноважень;

- розробки інструктивних і методичних матеріалів, необхідних для функціонування комплексу, проведення навчання й інструктажів для користувачів;

- проведення аналізу роботи комплексу ПА, визначення відповідності параметрів роботи, закладеним при проектуванні, надання оцінки вірогідності одержання інформації;
- ведення технічної й експлуатаційної документації відповідно до затвердженого переліку.

Комплекс протиаварійного керування Південно-Західного регіону мереж Південної енергосистеми створюється для забезпечення надійного енергопостачання відповідальних споживачів регіону:

- при відключенні живильних зв'язків і аварійному дефіциті активної та реактивної потужності, викликаному аварійним відключенням ПЛ;
- при зниженні генерації поновлюваними джерелами енергії в ремонтних режимах живильних ПЛ. Протиаварійне керування виконується за рахунок керування джерелами активної й реактивної потужності та дозованого відключення менш відповідальних споживачів на об'єктах регіону [29].

Основна мета створення комплексу:

- підвищення надійності та ефективності роботи ОЕС України;
- своєчасне надання оперативному персоналу енергосистеми та ОЕС достовірної інформації в режимі плинного часу про хід технологічного процесу, стан контрольованого енергорайону та комплексу ПА;
- забезпечення персоналу ретроспективною технологічною інформацією (реєстрація подій, розрахунок показників) для аналізу, оптимізації та планування роботи енергорайону та його ремонтів;
- підвищення довговічності, ступеня експлуатаційної надійності обладнання;
- скорочення збитків від помилок персоналу.

Відповідно до завдання на проектування комплекс протиаварійної автоматики мережі 110- 150кВ Південної ЕС відноситься до споруд III категорії складності з класом наслідків (відповідальності) – СС2. Комплекс протиаварійної автоматики мережі 110-150кВ Південної ЕС з огляду на можливі коливання величини генерації ВЕС і СЕС має комбіновану структуру,

що сполучає центральну САВН з пристроями місцевої САВН, розподіленими по віддалених об'єктах, що виявляють виникаючий дефіцит по величині відхилення напруги у темпі процесу.

## **2.4 Підвищення ефективності функціонування протиаварійної автоматики**

Така структура забезпечує підвищену надійність комплексу ПА за рахунок:

- дублювання основних структурних компонент обладнання комплексу ПА на підстанціях;
- дублювання каналів передачі команд протиаварійного керування та відомостей про відключення живильних зв'язків;
- дублювання команд ПА в каналах передачі керуючих впливів і сигналів про відключення ПЛ;
- наявності резервних джерел живлення комплексу ПА.

Таким чином, структурна схема комплексу ПА відповідає принципу побудови електричної мережі N+1, що дозволяє локалізувати відмову будь-якого з елементів комплексу і зберегти його в робочому стані. Тобто відмова будь-якої технічної складової комплексу не може призвести до виходу з ладу самого комплексу або до перерв у енергопостачанні району впровадження об'єкта. Обґрунтування, щодо належності комплексу ПА до потенційно небезпечних об'єктів.

Комплекс протиаварійної автоматики мережі 110-150кВ Південної ЕС не належить до об'єктів, на яких використовуються, виготовляються, переробляються, зберігаються або транспортуються небезпечні речовини. Отже, об'єкт впровадження є таким, у якого відсутні ознаки, за якими відповідно до Закону України від 18.01.2001 №2445-III «Про об'єкти підвищеної небезпеки» [5- 7].

### **2.4.1 Моделювання та оцінка ефективності протиаварійної автоматики перетинів електричних систем з розосередженими сонячними електричними станціями потенційно небезпечний**

Надійність роботи електричних мереж та електропостачання споживачів зумовлюється стійкістю енергосистеми. Однією з основних причин виникнення аварій в енергосистемі є неповне або некоректне керування. Тому однією з актуальних задач є протиаварійне керування стійкістю режимів роботи ЕС [1, 2].

Наразі для забезпечення нормативних запасів стійкості перетинів, використовується автоматика запобігання порушення стійкості (АЗПС). Тому, одним із чинників, який необхідно враховувати в розрахунках стійкості режимів роботи ЕС є характер роботи ВДЕ. З ростом встановленої потужності ВДЕ в мережах актуальною є задача моделювання та оцінки ефективності протиаварійної автоматики перетинів електричних систем з урахуванням роботи ВДЕ, зокрема СЕС.

Об'єктом дослідження в цій роботі є електричні мережі південно-західної частини Одеської області (ПЗЧОО) Південної енергосистеми ОЕС України, які характеризуються відсутністю традиційної генерації в регіоні, значною (220 МВт) генерацією розосередженими СЕС та недостатньо розвинутою мережею 110—330 кВ (див. рис. 2.6.). Ці характерні особливості привели до загострення проблем забезпечення стійкості за напругою ПЗЧОО та зумовили необхідність розробки нового комплексу ПА. Предметом дослідження є модель ПА в ПЗЧОО та її налаштування, а метою роботи є формування підходу та оцінка ефективності ПА перетинів з СЕС, що проектується.

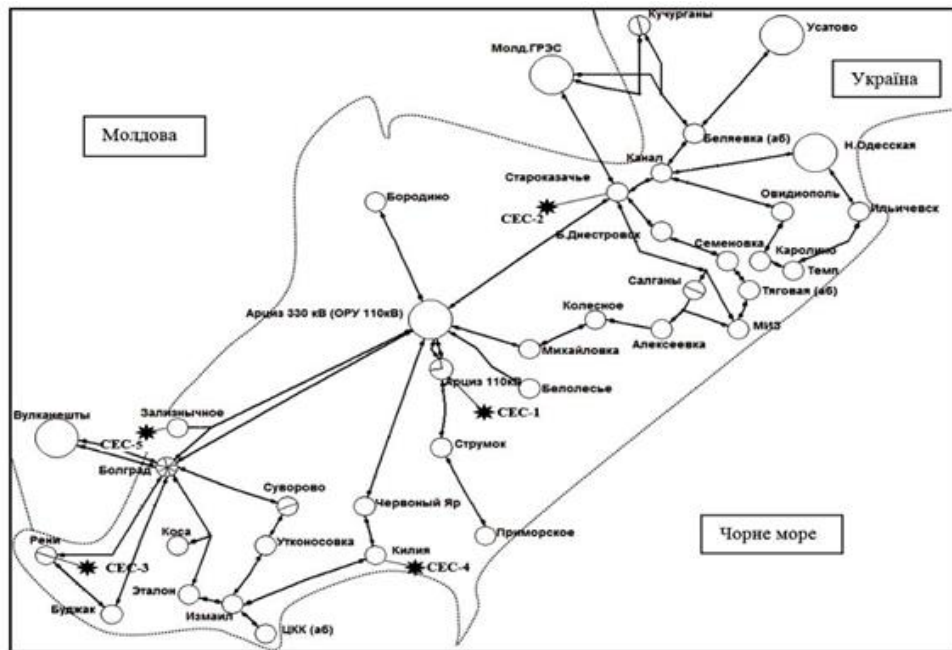


Рисунок 2.6-Оглядова діаграма мережі 110 кВ ПЗЧОО та СЕС

Комплекс ПА, що розробляється, контролює ступінь важкості поточного режиму за допомогою уставок КІР. В якості КІР на цьому етапі визначено перетік активної потужності по єдиній в регіоні живлячій ПЛ-330 кВ. В залежності від стану мережі, який задається за допомогою накладок ПА (ФРЛ), часу доби, КІР та факту вимкнення ПЛ (ФОЛ) формується керувальна дія у вигляді обсягу САВН. З метою підвищення надійності та спрощення структури ПА обсяг САВН розподілено на три підчерги [28].

З метою автоматизації розрахунків моделювання роботи проекрованої ПА розроблено алгоритм (див. рис. 2.7.) та на його основі, за допомогою мови програмування Python, комп'ютерну програму, яка на основі методу Монте-Карло (М-К) виконує моделювання великої кількості режимів ПЗЧОО зі стохастичною генерацією СЕС (від 0 до  $P_{\text{макс.}}$ ) та навантаженням мережі ( $0,8 \dots 1,2 P_{\text{поточн.}}$ ,  $\cos \phi = 0,94 \dots 1,0$ ) у разі аварійного вимкнення ПЛ 330 кВ. На цьому етапі дослідження виконано моделювання 5000 режимів та проведено аналіз достатності розвантаження САВН, порушення стійкості за напругою. Для цього проводились щохвилинні фактичні заміри активної потужності досліджуваних СЕС для різних типів погодних умов — ясна, хмарна та з мінливою хмарністю (див. рис. 2.7.).



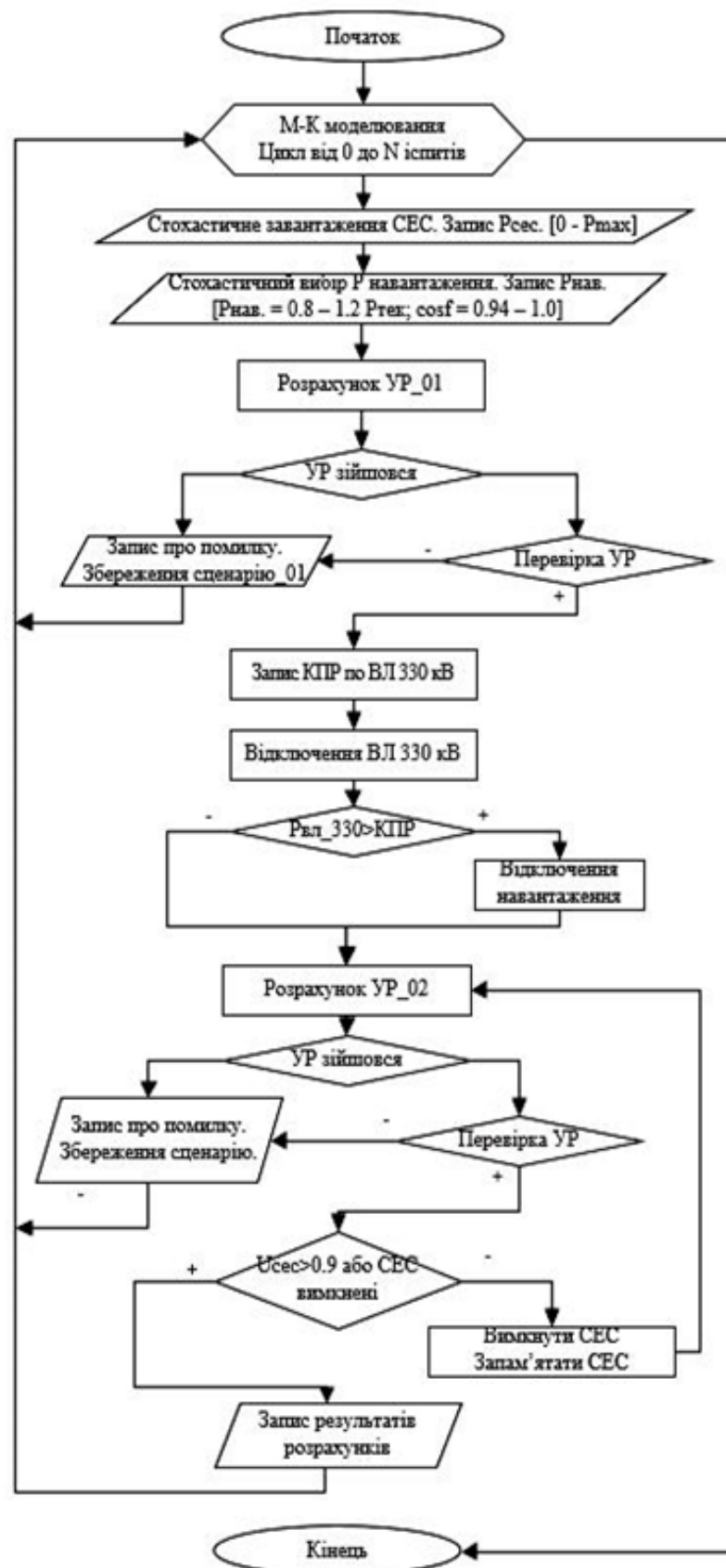


Рисунок 2.7- Алгоритм оцінки ефективності ПА перетинів з СЕС

#### **2.4.2 Адаптивна протиаварійна автоматика забезпечення статичної стійкості енергосистеми**

Враховуючи те, що в ОЕС України використовуються ефективні програмні засоби для оцінювання стану (розрахунку поточного електричного режиму ОЕС на основі телеінформації), можна створювати адаптивні системи протиаварійного керування, тобто такі системи, в яких об'єми керівних дій визначаються відповідно до поточного стану енергосистеми.

Нормативний документ «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки» [6] передбачає для забезпечення статичної стійкості дотримання запасу стійкості щодо активної потужності у перетині. Для перетинів, через які забезпечується живлення дефіцитних районів, що не мають власних резервів потужності на електростанціях, практично обов'язковим є вимикання частини навантаження у разі аварійного вимкнення лінії у перетині, що призводить до виникнення важкого після аварійного режиму. Цю функцію виконують пристрої спеціальної автоматики вимикання навантаження (САВН), які встановлюються у центрах споживання енергосистеми. Ефективність і гнучкість системи протиаварійного керування можна суттєво підвищити застосуванням адаптивної автоматики. В існуючих в ОЕС України системах протиаварійної автоматики (ПА) реалізовано принцип II-ДО, який використовує завчасно виконані розрахунки об'ємів керівних дій відповідно до прогнозованих збурень і прогнозованого стану системи.

Використання мікропроцесорної цифрової апаратури створює можливість реалізації принципу I-ДО, згідно з яким виконується постійне коригування об'ємів керівних дій ПА відповідно до поточного стану системи, завдяки чому надійно забезпечується стійкість ОЕС і, разом з тим, мінімізуються вимкнення споживачів, які використовуються як засіб керівної дії ПА [1]. Параметри поточного режиму визначаються Програмним комплексом «КОСМОС» для оцінювання стану ОЕС на основі телевимірювань [3]. Об'єми керівних дій для забезпечення нормативів стійкості визначаються на заданій множині зовнішніх збурень та для заданих траєкторій обважнення режиму.

Системний підхід до інформатизації електроенергетичних об'єктів та систем (ЕЕО та ЕЕС) України призвів до створення нового комплексу “Регіна” – апаратно-програмного комплексу (АПК) “Регіна-Ч” [4, 5], який за своїми технічними характеристиками та функціональними можливостями не має аналогів в Україні і не поступається кращим світовим зразкам. Цей комплекс включає функції відомих пристроїв для векторних вимірювань напруг PMU та виконує ряд інших моніторингових функцій. На основі АПК “Регіна-Ч” в Україні створюється сучасна система глобального моніторингу ОЕС [4] (тут під глобальністю системи розуміємо, перш за все, не стільки її всеохоплюючі можливості, певну тотальність, а те, що одержувана інформація синхронізована завдяки використанню сигналів GPS), яка надає якісно нові можливості щодо удосконалення системи оперативного та автоматичного керування ОЕС України, тим самим забезпечуючи її відповідність вимогам ENTSO-E . Задачі, пов’язані з аналізом, виконуються в режимі off-line на базі одержаної синхронізованої інформації, яка стосується подій, що мали місце.

Виникнення аварійних ситуацій супроводжується перехідними процесами, параметри яких реєструються встановленими в ОЕС України АПК “Регіна-Ч”, що утворюють систему моніторингу перехідних процесів WAMS. Зареєстрована інформація надає можливість верифікації динамічних моделей як елементів ЕЕС, так і ЕЕС (ОЕС) у цілому. Завдяки можливості визначення з високою точністю частоти та швидкості її зміни в різних точках ОЕС України з’являється можливість визначення і динамічних характеристик ОЕС. Особливо важливе значення для розв’язання задач оцінювання та діагностування режимів ЕЕС та ОЕС мають синхронізовані виміри фазних кутів напруги, практичне одержання та використання яких із впровадженням АПК “Регіна-Ч” стало можливим. Створення системи моніторингу ОЕС України на базі АПК “Регіна-Ч” надає можливість на якісно новому рівні вирішувати задачі автоматичного керування ОЕС України з метою забезпечення її стійкості і надійності шляхом розробки адаптивних цифрових систем протиаварійної автоматики. До складу централізованого комплексу

технічних засобів автоматики забезпечення стійкості входять засоби виміру доаварійної інформації, пускові (ПО) і виконавчі (ВО) органи, засоби автоматичного дозування керуючих впливів, пристрої автоматичного запам'ятовування дозування керуючих впливів і пристрої прийому-передачі доаварійної і аварійної інформації, сигналів-команд керування. Інформація про вихідний стан схеми і режим мережі (доаварійна інформація) передається по каналах зв'язку з використанням апаратури телемеханіки, або по інших, спеціалізованих інформаційних каналах.

Дискретні сигнали про спрацьовування ПО та дискретні команди на спрацьовування ВО передаються за допомогою пристроїв передачі аварійних сигналів і команд. Пускові органи ПА фіксують аварійні вимкнення та увімкнення ліній 330 кВ у дії ПА. Централізовані системи ПА, які створюються відповідно до вимог стандарту ІЕС 61850 (Додаток А) на відкриті комунікації, мають швидкодіючу систему збору і обробки доаварійної інформації, надлишковість вимірів, надійні комунікаційні канали передачі сигналів і команд, що зв'язують окремі керуючі й обчислювальні пристрої в єдину технологічну мережу. Програмно-технічний комплекс централізованої ПА є відкритим і дозволяє при необхідності здійснювати модифікації схеми ЕЕС, враховувати зміни технологій управління режимами ЕЕС, збільшити обсяг оброблюваної інформації. Нормативний документ [6] передбачає для визначення запасів статичної стійкості обважнення режиму, в результаті якого досягається граничний за стійкістю режим і фіксується гранична активна потужність у перетині, для якої визначається і нормується  $K_p$  – коефіцієнт запасу з активної потужності у перетині. Організація обважнення перетину здійснюється шляхом перерозподілу потужності між вузлами електричної схеми по різні боки перетину, зокрема, шляхом збільшення навантаження у дефіцитному районі і одночасного збільшення генерації (покриття електростанціями) у районі, де є резерв потужності.

У разі, коли визначений коефіцієнт запасу менше мінімально допустимого за нормативами, слід визначити об'єм керівних дій САВН, який треба

виконати, щоб задовольнялися вимоги нормативу. Визначення потрібного об'єму керівних дій (вимикання навантаження) здійснюється поступовим дискретним збільшенням навантаження, яке вимикається, з перевіркою коефіцієнтів запасу  $K_p$  і  $K_u$  (за напругою), поки нормативні вимоги не будуть задоволені. Визначення об'ємів вимкнення навантаження (дозованих дій) здійснюється на основі розрахунків після-аварійних режимів складних енергосистем.

### **2.4.3 Протиаварійне керування в енергосистемах при глибоких зниженнях напруги**

Постановка проблеми і аналіз літератури. Оснащення енергосистем пристроями автоматики істотно підвищило надійність їхньої роботи. Однак, подальший розвиток, їхнє з'єднання у великі енергетичні об'єднання, спорудження протяжних, сильно завантажених ліній електропередачі (ЛЕП) висунуло цілий ряд нових вимог у частині подальшої автоматизації керування режимами енергосистем. Швидке протікання процесів при різких аварійних порушеннях нормальних режимів виключає можливість їхньої ліквідації і, тим більше, запобігання діями оперативного персоналу навіть при наявності засобів контролю. При виникненні порушень нормального режиму роботи необхідно досить швидко робити розвантаження ЛЕП і інші операції, які запобігають ушкодженню обладнанням та розвитку місцевих порушень режиму у велику системну аварію [1]. Тому запобігання, локалізація і ліквідація порушень нормального режиму є досить актуальним завданням і цілком покладається на спеціальні автоматичні пристрої - пристрої протиаварійної автоматики (ПА).

Для промислових підприємств важливою умовою надійного й безперебійного функціонування електричного обладнання є усталена робота промислової енергосистеми. Існує ряд досліджень і розробок [2 – 4], спрямованих на підвищення надійної й безперебійної роботи навантаження двигунів промислових підприємств. Однак, ці розробки не враховують об'єктивно існуючу неповноту вихідної інформації про енергосистему, її

елементи та режимах їх роботи. При значних зниженнях напруги і (або) частоти в електроенергетичній системі (ЕЕС) можливі порушення стійкості паралельної роботи генераторів ЕЕС і розподіл її на несинхронне працюючі частини з незбалансованим навантаженням. Крім того, можливі порушення стійкості навантаження (споживачів, що живляться) і виникнення лавини частоти і (або) напруги, що може привести до повної зупинки агрегатів електростанцій і знеструмленню споживачів.

Сучасна протиаварійна автоматика передбачає цілий комплекс автоматичних пристроїв для обмеження зниження частоти (АОЗЧ), що включає: автоматичне частотне введення резерву; автоматичне частотне розвантаження (АЧР) з додатковим розвантаженням для запобігання лавини частоти при великих місцевих дефіцитах потужності; виділення електростанцій або генераторів зі збалансованим навантаженням; виділення генераторів для живлення власних потреб електростанцій; включення живлення відключених споживачів при відновленні частоти (ЧАПВ). Директивні матеріали [5] тільки в самому загальному виді визначають призначення АОЗН (виключити порушення стійкості навантаження та виникнення лавини напруги в після аварійних умовах роботи ЕЕС), і коротко встановлюють керуючі впливи АОЗН: (форсування збудження синхронних машин (ФЗ), форсування пристроїв ємнісної компенсації реактивної потужності, відключення шунтуючих реакторів (ВШР) і, як виключення, – відключення частини навантаження (ВН)).

При цьому не визначені у повній мірі її вимоги до АОЗН, припустимі області існування режимів у координатах напруга – час, структура та види пристроїв, а також алгоритми реалізації керуючих впливів. Крім того, на даному етапі зовсім не враховується істотне розходження двох розглянутих параметрів (частота й напруга). Такий підхід обумовив недосконалість існуючої системи АОЗН, що повною мірою проявляється під час аварій. Ціль роботи: розробити вдосконалену багаторівневу підсистему АОЗН. На рисунку 2.8. наведено Залежність у координатах напруга-час, що регламентує функціонування автоматики обмеження зниження напруги.

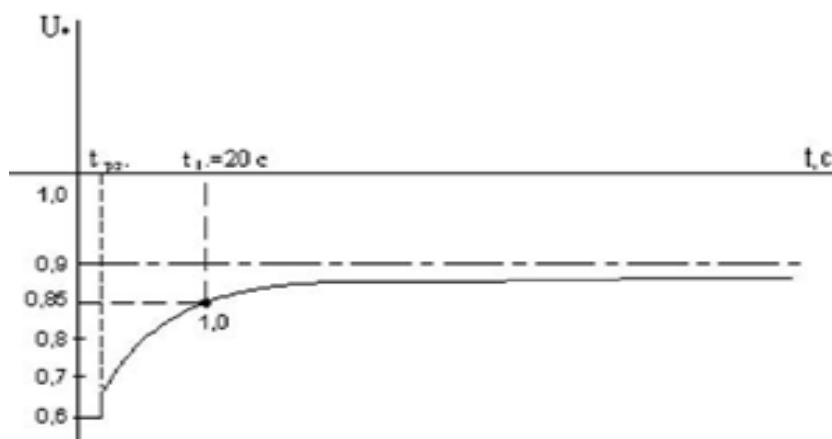


Рисунок 2.8- Залежність у координатах напруга-час, що регламентує функціонування автоматики обмеження зниження напруги

Далі для основних вузлів навантаження ЕЕС повинні бути визначені значення максимальних дефіцитів реактивної потужності  $Q_{\text{деф. макс.}}$ , що приводять до знижень, нижче критичного значення, тобто до можливості лавини напруги. Ці значення  $Q_{\text{деф. макс}}$  дозволять визначити інтенсивності керуючих впливів у вузлах навантаження і на електростанціях, що прилягають до них, а також увести обмеження на зниження значень розташовуваних реактивних потужностей, тобто на склад джерел реактивної потужності (генератори, синхронні компенсатори, пристрої компенсації і т.п.) у робочих режимах і при виводу їх у ремонт.

Об'єкти керуючих впливів і логіка дії підсистем АОЗН і АОЗЧ мають багато загального, що дозволяє здійснити побудову АОЗН аналогічно досить ефективній структурі АОЗЧ, а у ряді випадків і передбачити сполучені керуючі впливи на ЕЕС. Сполучене виконання двох видів автоматики (АОЗН і АОЗЧ) повинне враховувати особливості двох параметрів (частота й напруга), на які вони реагують. Перший є єдиним параметром ЕЕС, у зв'язку з чим виконувати керуючі дії можна децентралізовано у всієї ЕЕС по факту зниження частоти, і це буде ефективно.

На підстанціях і електростанціях з місцевим навантаженням необхідно проводити розвантаження ЕЕС по напрузі шляхом відключення тих же споживачів, які підключені до АЧР, але тільки з контролем споживаної

реактивної потужності. Крім того, аналогічно АОЗЧ, необхідно здійснювати виділення власних потреб теплових і атомних станцій по тим же принципам, які реалізує автоматика частотного розподілу, але тільки по факту зниження напруги протягом часу, скоординованого з дією автоматики розвантаження по напрузі. У цілому структура підсистеми АРСН (див. рис. 2.9.) повинна мати рівень ЕЕС (координуючий центр протиаварійного керування), завданням якого є встановлення засобами телевимірювань (ТВ) областей ЕЕС зі зниженою напругою і дефіцитом реактивної потужності для підготовки перетинів розподілу мережі і пуску пристроїв АОЗН на електростанціях, які прилягають до вузлів навантаження зі зниженою напругою.

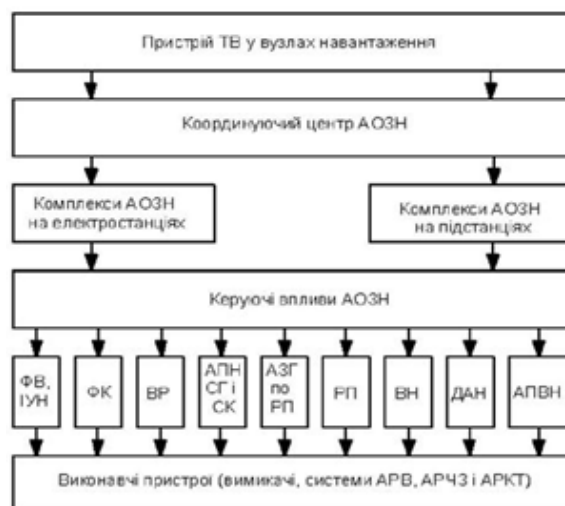


Рисунок. 2.9- Структурна схема підсистеми АОЗН

Якщо ж перевантажилися всі генератори, то мова йде про аварійний режим у згаданому районі ЕЕС, і алгоритм функціонування АОЗН повинен бути іншим.

Як відомо, генератори електростанцій не можуть перевантажуватися по активній потужності, оскільки активне навантаження не може перевищувати потужність первинного двигуна (турбіни).

Після закінчення певного часу в умовах існування зниженої напруги або, якщо перевантаження генераторів не усунулося, необхідно автоматично впливати на відключення споживачів. На знижувальних підстанціях



відключення споживачів повинно здійснюватися, головним чином, на напрузі 6 – 10 кВ (подібно АЧР). Таке відключення необхідно здійснювати чергами з уставками по напрузі в межах  $0,6 \div 0,85 U_{ном}$  і з наростаючими витримками часу в межах 5- 15 с, що враховують тривалість перехідного процесу зміни напруги. Мінімальна витримка часу (5 с) повинна забезпечити відстрочування автоматики від дії пристроїв АПВ на живильних лініях і АВР на підстанції при короткочасних зникненнях напруги.

### **Висновок**

1. Протиаварійне керування енергомережі Південно-Західної частини Одеської області здійснюється за рахунок керування джерелами активної та реактивної потужності й дозованого відключення менш відповідальних споживачів на об'єктах регіону. Важливим показником надійності роботи електричних мереж та електропостачання споживачів одеського енерговузла зумовлюються стійкістю енергосистеми.
2. Проаналізовано, що підсистеми АОЗН, створені на базі діючих вимог електропостачання Південно-Західної частини Одеської області, не здатні запобігти лавині зниження напруги в аварійних ситуаціях з дефіцитами реактивної потужності в регіоні Ізмаїльської РЕМ.
3. Отримані результати дослідження свідчать, що для основних вузлів навантаження ЕЕС повинні бути визначені значення максимально можливих дефіцитів реактивної потужності для визначення дозувань керуючих впливів АОЗН для Одеської області.

### 3 АНАЛІЗ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

#### 3.1 Якість електропостачання за функціями НКРЕКП

Якість електричної енергії - це сукупність властивостей електричної енергії відповідно до встановлених стандартів, які визначають ступінь її придатності для використання за призначення. Відповідно до положень пункту 11.4.6 глави 11.4 розділу XI Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 (далі – КСР), параметри якості електроенергії в точках приєднання споживачів в нормальних умовах експлуатації мають відповідати параметрам, визначеним у ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» (далі – ДСТУ EN 50160:2014). Основні показники якості електричної енергії визначені у пунктах 11.4.7 – 11.4.12 глави 11.4 розділу XI КСР ІЕС 61850 (див. дод. А).

Стандартна номінальна напруга  $U_n$  для мереж низької напруги загального призначення має значення 220 В між фазним і нульовим проводом або між фазними проводами:

- для трифазних чотирипровідних мереж:  $U_n = 220$  В між фазним та нульовим проводом;
- для трифазних трипровідних мереж:  $U_n = 220$  В між фазними проводами.

Зміна напруги не повинна перевищувати  $\pm 10$  % від величини номінальної напруги. Частота напруги електропостачання для мереж низької напруги має бути в межах:

- 1) для систем, які синхронно приєднані до ОЕС України -  $50$  Гц  $\pm 1$  % протягом 99,5 % часу за рік та  $50$  Гц  $\pm 4$  % ( - 6 %) протягом 100 % часу;
- 2) для систем без синхронного приєднання до ОЕС України -  $50$  Гц  $\pm 2$  % протягом 99,5 % часу за рік та  $50$  Гц  $\pm 15$  % протягом 100 % часу.

Наведемо формули SAIDI, SAIFI:

$$SAIDI = \frac{\sum_{(i)} [\Delta t_{\text{пер},i} \cdot N_{\text{пер},i}]}{N_{\Sigma}}, \text{ де}$$

$\Delta t_{\text{пер},i}$  — протяжність  $i$ -тої перерви електропостачання;  $N_{\text{пер},i}$  — число споживачів, охоплених  $i$ -тою перервою електропостачання;  $N_{\Sigma}$  — загальне число споживачів, що обслуговуються.

$$SAIFI = \frac{\sum_{(i)} [n_{\text{пер},i} \cdot N_{\text{пер},i}]}{N_{\Sigma}}, \text{ де}$$

$n_{\text{пер},i}$  — кількість перерв електропостачання  $i$ -того споживача за розглянутий період часу,  $N_{\text{пер},i}$  — число споживачів, охоплених  $i$ -тим розривом електропостачання,  $N_{\Sigma}$  — загальне число споживачів, що обслуговуються [32].

Показник довготривалого флікера (мерехтіння), спричиненого коливанням напруги, для мереж низької напруги має бути меншим або рівним 1 для 95 % часу спостереження. 95 % середньоквадратичних значень складника зворотної послідовності напруги електропостачання, усереднених на 10-хвилинному проміжку, для мереж низької напруги мають бути в межах від 0 % до 2 % від складника напруги прямої послідовності. 95 % середньоквадратичних значень напруги кожної гармоніки, усереднених на 10-хвилинному проміжку, для мереж низької напруги мають бути меншими або рівними наступним значенням, (див табл. 3.1.) :

Таблиця 3.1

Непарні гармоніки				Парні гармоніки	
не кратні 3		кратні 3			
порядок	Відносна амплітуда	порядок	Відносна амплітуда	порядок	Відносна амплітуда
5	6,0%	3	5,0%	2	2,0%
7	5,0%	9	1,5%	4	1,0%
11	3,5%	15	1,5%	6...24	0,5%
13	3,0%	21	0,5%		
17	2,0%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

Правилами роздрібного ринку електричної енергії, затвердженими постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (далі – ПРРЕЕ), та які набрали чинності 11 червня 2018 року [32].

Положеннями пункту 8.2.2 глави 8.2 розділу VIII ПРРЕЕ встановлено, що у разі надходження претензії/скарги споживача щодо якості електричної енергії ОСР розглядає її протягом 15 днів з дня отримання претензії/скарги, а у разі проведення вимірювань показників якості електричної енергії в точці розподілу електричної енергії – протягом 30 днів. Розгляд претензій та скарг споживачів щодо показників якості електричної енергії, вимірювання показників якості електричної енергії, претензій щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання, зокрема внаслідок недотримання показників якості електричної енергії та перерв в електропостачанні, здійснюється відповідно до вимог КСР. Порядок розгляду скарг/претензій споживачів щодо показників якості електричної енергії визначений у пунктах 13.2.2 – 13.2.12 глави 13.2 розділу XIII КСР [31].

Так, за результатами розгляду скарги (претензії) споживача щодо якості електричної енергії ОСР надає відповідь споживачу у письмовій формі, яка повинна містити інформацію щодо:

- 1) у разі визнання скарги/звернення/претензії обґрунтованою:
  - причин недотримання показників якості електричної енергії;
  - заходів та строків стосовно усунення ОСР причин недотримання показників якості електричної енергії або проведених робіт, якщо причини недотримання показників якості електричної енергії було усунуто під час розгляду скарги;
  - результатів вимірювання параметрів якості електричної енергії у разі його проведення;
- 2) у разі визнання скарги/звернення/претензії такою, що не підлягає задоволенню:
  - документів, що підтверджують порушення споживачем вимог КСР або нормативно-технічних документів, внаслідок чого параметри якості

електричної енергії в точці розподілу споживача не відповідають показникам, визначеним КСР;

- результатів вимірювання параметрів якості електричної енергії, що підтверджують дотримання ОСР нормативних показників якості електричної енергії. ОСР може направити свого представника в узгоджений зі споживачем час для аналізу можливих причин недотримання показників якості електричної енергії та/або проведення необхідного вимірювання й подальшого надання відповіді споживачу.

Представник ОСР у разі необхідності проводить вимірювання параметрів якості електричної енергії в точці розподілу протягом не менше 7 календарних днів за виключенням часу тривалості перерв в електропостачанні. ОСР може зменшити тривалість вимірювання або не проводити вимірювання у разі визнання факту недотримання показників якості електричної енергії в точці розподілу електричної енергії споживача. У разі неможливості встановлення вимірювального засобу в точці розподілу вимірювання проводиться якнайближче до точки розподілу. У разі проведення вимірювання на території споживача він має забезпечити відповідні умови для місця встановлення вимірювального засобу, які забезпечать захист цього засобу вимірювання від несанкціонованого втручання в його роботу протягом проведення вимірювання параметрів якості електричної енергії, а ОСР встановлює засіб вимірювання параметрів якості електричної енергії після забезпечення відповідних умов для встановлення даного засобу [13].

Усі витрати, пов'язані із вимірюванням параметрів якості електричної енергії, покриває ОСР. Споживач за письмовою згодою ОСР має право сам організувати проведення таких вимірювань, при цьому проводити вимірювання може організація, яка має відповідні повноваження або дозволи. Дані, отримані за допомогою таких засобів, є доказом при розгляді скарги/звернення/претензії щодо показників якості електричної енергії. ОСР повинен відшкодувати витрати споживача на організацію проведення вимірювань у разі підтвердження факту недотримання показників якості електричної енергії. У

разі встановлення споживачу електронного лічильника з функцією вимірювання параметрів відхилення напруги, що здійснюється відповідно до вимог розділу VI КСР, ОСР за згодою споживача використовує результати таких вимірювань при розгляді скарги/звернення/претензії щодо показників якості електричної енергії.

При цьому вимірювання параметрів якості електричної енергії іншими засобами не проводиться. ОСР зобов'язаний усунути причини недотримання показників якості електричної енергії протягом 30 днів у разі можливості їх усунення оперативними діями персоналу ОСР або 180 днів у разі необхідності проведення будівельних робіт або заміни елементів мережі. Перебіг строку усунення причин недотримання показників якості електричної енергії розпочинається з дня, наступного за днем, коли ОСР став відомий факт недотримання показників якості електричної енергії за результатами проведення вимірювання або з дня, наступного за днем отримання скарги/звернення/претензії споживача, якщо ОСР уже були відомі причини недотримання показників якості електричної енергії. ОСР після усунення причини недотримання показників якості електричної енергії письмово повідомляє споживача про проведені роботи.

У разі незгоди з результатами розгляду скарги/звернення/претензії щодо показників якості електричної енергії споживач може звернутися до НКРЕКП. Разом з тим, відповідно до підпункту 2 пункту 4 Положення про Державну інспекцію енергетичного нагляду України, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 14.02.2018 № 77, відповідно до покладених на Державну інспекцію енергетичного нагляду України (далі – Держенергонагляд), здійснює державний енергетичний нагляд, зокрема, за електричними установками і мережами учасників ринку (крім споживачів); дотриманням учасниками ринку (крім споживачів) вимог правил та інших нормативно-правових актів і нормативних документів з питань технічної експлуатації електричних станцій і мереж, технічного стану електричних установок і мереж, а саме, за забезпеченням надійного та безпечного

постачання електричної енергії споживачам. Тому з питань технічного стану електричних установок і мереж споживачі можуть звертатися до Держенергонагляду для розгляду та вжиття відповідних заходів у межах його компетенції [6,8].

Надійність роботи електричних мереж. Протягом 2018 року в електричних мережах АТ "Одесаобленерго" сталося дві відмови І категорії, у 2017 році сталася одна відмова І категорії. За зазначений період сталися 4 відмови ІІ категорії, у 2017 р. 2 відмови ІІ категорії. Загальна кількість відмов в роботі устаткування в 2018 році склала 6 відмов, у 2017 – 3 відмови. Кількість технологічних порушень цехового обліку в електричних мережах 0,4- 110 кВ у порівнянні з 2017 роком зменшилась на 7,5 %, або на 400 випадків і склала 5279 випадки. Протягом 12 місяців 2018 року технологічні порушення в електричних мережах 6- 110 кВ АТ "Одесаобленерго" призвели до загального аварійного недовідпуску електроенергії споживачам 13010,763 тис. кВт×год. (через відмови недовідпуск склав 9452,76 тис. кВт×год.), що на 158 % більше ніж в 2017 р. (5024,876 тис. кВт×год.). Слід зауважити, що на балансі енергокомпанії, знаходиться велика кількість морально та фізично зношеного обладнання, термін експлуатації якого вже скінчився і яке потребує зміни.

Але внаслідок недостатнього фінансування та значної кількості такого обладнання, Компанія не в змозі виконати весь обсяг необхідної реконструкції та зміни у відповідні терміни. Це приводить до збільшення кількості технологічних порушень. (див. табл.3.2.)

Таблиця. 3.2- Надійність роботи електричних мереж

Показники	2015	2016	2017	2018
Технологічні порушення- всього	2943	2369	4879	5279
Аварійний недовідпуск електроенергії, тис.кВт.год	9246,3	7259,38	8673,442	13010,763
Відмови 1 категорії	1	-	1	2
У тому числі з вини персоналу	-	-	1	3
Аварійний недовідпуск електроенергії, (через відмови 1 та 2 категорії) тис.кВт*год	2015,3	2153,2	5024,876	9452,76

### 3.2 Втрати електроенергії на її передачу

Основними причинами значних фактичних втрат електроенергії в електромережах Компанії є:

- фізична та моральна зношеність обладнання, особливо у Ізмаїльському районі та м. Одеса;
- крадіжки електроенергії споживачами;
- вільний продаж пристроїв, які впливають на роботу лічильників, створення режиму перекомпенсації у неробочий час;
- застосування електролічильників з закінченим терміном держпівірки, а також робота вимірювальних трансформаторів струму та напруги, які не відповідають класам точності;
- недосконалість схем обліку у багатоповерхових будинках;
- недосконалість нормативно-правової бази;
- складна схема зовнішнього енергопостачання споживачів м. Одеси, що не дає можливість терміново вирішити питання встановлення у міських ТП електролічильників для перевірки балансу відпущеної та спожитої електроенергії;



- втрати, які обумовлені заниженням корисного відпуску електроенергії: втрати, обумовлені наявністю безгосподарних споживачів (гуртожитки, житлові будинки, які не знаходяться на балансі підприємств);
- втрати, які обумовлені наявністю сезонної складової;
- втрати, які обумовлені неодноразовістю зняття показів по периметру Компанії та у споживачів [9,10].

До основних заходів, які дозволили значно знизити втрати електроенергії у компанії відносяться:

- вдосконалення системи розрахункового обліку електроенергії по межі балансової належності зі споживачами;
- встановлення закритих комплексів обліку електроенергії з електронними лічильниками з підключенням до мережі ізольованим дротом;
- ліквідація безоблікового споживання електроенергії у побутових споживачів;
- заміна однофазних електролічильників з простроченим терміном Держпівірки;
- заміна трифазних електролічильників з простроченим терміном Держпівірки;
- заміна однофазних електролічильників класу 2,5;
- встановлення магнітних індикаторів у побутових та юридичних споживачів;
- проведення закриття доступу та пломбування трансформаторів струму та дооблікових ланцюгів у споживачів одноразовими пломбами;
- проведення рейдів по виявленню крадіжок та щомісячним зняттям показів електролічильників;
- реконструкція електричних мереж 0,4 кВ з заміною неізовованого на ізовований самоутримуючий дріт у населених пунктах. Звіт щодо втрат електричної енергії за період 2015-2018 рр. наведено у (див. табл. 3.3).

Таблиця.3.3-Втрати електричної енергії на її передачу

Показники	2015	2016	2017	2018
Фактичні, (%)	13,24	13,29	13,69	13,78
Нормативні, (%)	16,35	16,31	16,71	16,64
Понаднормативні,(%)	-2,99	-2,99	-3,02	-2,86

Прогнозні втрати електричної енергії на період 2020-2024 роки наведено в Табл. 3.4.

Таблиця. 3.4- Прогнозні витрати електричної енергії на її подачу

Показники	2020	2021	2022	2023	2024
Фактичні, (%)	13,57	13,37	13,17	12,97	12,78
Нормативні, (%)	16,31	15,98	15,66	15,35	15,04
Понаднормативні, (%)	-2,73	-2,61	-2,49	-2,38	-2,26

### 3.3 Ізмаїльська РЕМ

До Ізмаїльської ділянки відносяться наступні ПС 110 кВ: Арциз, Білолісся, Болград, Бородіно, Буджак, Залізничне, Ізмаїл, Кілія, Колісне, Коса, Михайлівка, Приморське, Рені, Струмок, Суворове, Утконосівка, Червоний Яр, Еталон.

#### ПС 110/35/10 кВ "Арциз"

ВРП 110 кВ підстанції виконано за схемою "одна робоча, секціонована вимикачем система шин". До ВРП 110 кВ приєднано чотири лінії 110 кВ: дволанцюгова Арциз – Арциз-330 № 1,2, Арциз – Струмок, Арциз – Сонячна Арциз. РП 35 кВ виконано за схемою 35-5 "одна робоча, секціонована вимикачем, система шин". До РП 35 кВ приєднано 5 ліній 35 кВ: Арциз – Паризька, Арциз – Комсомольська, Арциз – Кагачеська, Арциз – Сарата, Арциз – Вознесенівка [16,17]. РП 10 кВ виконано за схемою "одна секціонована вимикачем система шин". Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено в Табл. 110. Дані щодо релейного захисту та автоматики встановленої на підстанції наведено в (див. табл. 3.5.,3.6.,3.7.)

Таблиця 3.5.

Обладнання, встановлене на підстанції 110 кВ "Арциз"			
35 кВ		± 2×2,5	
Вимикачі 110 кВ			
Назва вимикача	120 SFM 32B		
Тип	елегазовий		
Номинальна напруга, кВ	110		
Номинальний струм, А	3150		
Струм відключення, кА	40		
Всього на напрузі 110 кВ, шт:	7		
Виготовлено в 2010 р., шт:	3		
Виготовлено в 2012 р., шт:	2		
Виготовлено в 2013 р., шт:	2		
Вимикачі 35 кВ			
Назва вимикача	PCVCB 40,5	ВМКЄ-35/1000	
Тип	вакуумний	оливний	
Номинальна напруга, кВ	35	35	
Номинальний струм, А	2000	1000	
Струм відключення, кА	31,5	16	
Всього на напрузі 35 кВ:	3	5	
Виготовлено в 1961 р., шт:		5	
Виготовлено в 2013 р., шт:	3		
Вимикачі 10 кВ			
Назва вимикача	ВБЄС-10-3150	ВРС-10-20/630	ВРС-10-31,5/2000
Тип	вакуумний	вакуумний	вакуумний
Номинальна напруга, кВ	10	10	10
Номинальний струм, А	3150	630	2000
Струм відключення, кА	31,5	20	31,5
Всього на напрузі 10 кВ, шт:	2	2	1
Виготовлені в 2012 році:	2		
Виготовлені в 2016 році:		2	
Виготовлені в 2017 році:			1

Таблиця 3.6-Технічний стан обладнання встановленого на ПС 110 кВ «Арциз»

Обладнання, встановлене на підстанції 110 кВ "Арциз"	
Силові трансформатори	
Оперативне найменування	Т-2
Тип	ТДТН 40000/110
Рік виготовлення	2013
Потужність, МВА	40
Номинальна напруга, кВ	115/38,5/11
Номинальний струм, А	200,8/600/2099
Регулювання напруги обмоток, % 110 кВ	РНТА-35/400 $\pm 9 \times 1,78$

## Продовження таблиці 3.6

Назва вимикача	ВВ-TEL-10/630	ВВ-TEL-10/1000	ВВ-TEL-10/2000
Тип	вакуумний	вакуумний	вакуумний
Номинальна напруга, кВ	10	10	10
Номинальний струм, А	630	1000	2000
Струм відключення, кА	20	20	31,5
Всього на напрузі 10 кВ, шт:	5	10	5
Виготовлені в 2005 році:	3	5	
Виготовлені в 2008 році:	1	1	
Виготовлені в 2010 році:			5
Виготовлені в 2012 році:	1	1	
Виготовлені в 2013 році:		3	
Назва вимикача	ВМП-10/630	ВМПЄ-10/630	ВР1-10-20/630
Тип	оливний	оливний	вакуумний
Номинальна напруга, кВ	10	10	10
Номинальний струм, А	630	630	630
Струм відключення, кА	20	20	20
Всього на напрузі 10 кВ, шт:	1	1	1
Виготовлені в 1961 році:	1	1	
Виготовлені в 2018 році:			1
Обладнання, встановлене на підстанції 110 кВ "Арциз"			
БСК 10 кВ			
Тип	Кількість банок	Q <sub>уст</sub>	Q <sub>расп</sub>
КСК-1-1.05-63-1У1	84	5	3,32
КС2-1.05-60-2У1	70	5,04	4,5
КСК2-1.05-125-1У1	46	9,7	5,95
Трансформатори власних потреб (рік введення – 2013)			
Оперативне найменування	ТСН-1, ТСН-2		
Тип	ТМ-160/10		
Потужність, кВА	160		
Кількість ТН			
На напрузі 110 кВ, шт:	2 (2013)		
На напрузі 35 кВ, шт:	2 (1961)		
На напрузі 10 кВ, шт:	2 (1961)		

Таблиця 3.7-Дані щодо РЗА та автоматики на ПС 110 кВ «Арциз»

Пристрій	Тип	Рік введення	Кількість, шт	Черговість заміни
<b>Захист трансформаторів</b>				
Захист Т-1 і Т-2 RET-650	Мікропроцесорний	2013	2	Не потребує
АРН Т-1 і Т-2	Мікропроцесорний	2013	2	Не потребує
Захист сторони 10 кВ Т-1 і Т-2	Мікропроцесорний	2013	2	Не потребує
<b>Захист присідань 110 кВ</b>				
ДФЗ ліній	Електромеханічний	2013	1	Не потребує
	Мікропроцесорний		3	
Захист ліній RED 670	Мікропроцесорний	2013	6	Не потребує
Автоматика і захист СВ 110 кВ	Електромеханічний	2013	1	Не потребує
ТС ліній та СВ 110 кВ	Електромеханічний	2013	6	Не потребує
ТН 110 кВ	Електромеханічний	2013	2	Не потребує
<b>Захист присідань 35 кВ</b>				
Захист ліній та СВ	Мікропроцесорний	2013, 2016	5	Не потребує
ТН 35 кВ	Електромеханічний	1979	2	1
<b>Захист присідань 10 кВ</b>				
Захист ліній та СВ	Мікропроцесорний	2013-2017	18	Не потребує
ТН 10 кВ	Електромеханічний	1979	2	1
<b>Інше</b>				
АЧР з ЧАПВ	Мікропроцесорний	2008	1	Не потребує
ДЗШ 110 кВ	Електромеханічний	1979	2	1
УРОВ ВН	Електромеханічний	1979	1	1
	Мікропроцесорний	2013	2	Не потребує
УРОВ СН	Мікропроцесорний	2013	2	Не потребує
УРОВ НН	Електромеханічний	1979	1	1
ТСН	Електромеханічний	1979	2	1
Центральна	Електромеханічний	2013	1	Не потребує

Продовження таблиці 3.7.

Пристрій	Тип	Рік введення	Кількість, шт	Черговість заміни
сигналізація				
АВР власних потреб	Електромеханічний	2013	1	Не потребує
КІ ЩПТ	Електромеханічний	2013	1	Не потребує
Шафа живлення зарядного пристрою	Мікроелектронний	2013	2	Не потребує
ЩВП	Електромеханічний	2013	1	Не потребує
РЕКОН	Мікропроцесорний	2013	1	Не потребує
Всього за I чергою заміни – 10				
Всього за II чергою заміни – 0				
Не потребують заміни – 60				

### 3.4 Проблеми функціонування мережі 110 кВ і нижче

Одеська область на даний час практично не має власних гарантованих джерел генерації електричної потужності, які б могли компенсувати стійке зростання навантаження регіону. Надходження електроенергії у мережі, які живлять Одеську область, здійснюються як від шин 110 кВ підстанцій 220-330 кВ Південної ЕС ДП "НЕК "Укренерго", а саме від ПС 330 кВ "Усатове", ПС 330 кВ "Новоодеська", ПС 330 кВ "Аджалик", ПС 220 кВ "Центроліт", ПС 330 кВ "Подільська", ПС 220 кВ "Доброславська", ПС 330 кВ "Арциз" так і безпосередньо від електричних мереж Республіки Молдова [16,17].

Необхідно зазначити, що південно-західний регіон Одеської області, у силу географічного розташування та структури живлячих мереж, отримує до 90 % електроенергії від мереж Молдови. Це, у першу чергу, Б.-Дністровський, Ренійський, Кілійський, Болградський, Ізмаїльський, Тарутинський, Татарбунарський, Саратський та Арцизький райони. Сумарне електричне навантаження регіону в осінньо-зимовий період (ОЗП) досягає рівня 300-350 МВт.

Електрозабезпечення регіону здійснюється від Молдови по наступним повітряним лініям:

- ПЛ 330 кВ МДРЕС – Арциз;
- ПЛ 110 кВ МДРЕС – Старокозаче;

- двом ПЛ 110 кВ Вулканешти – Болград №1,2. З основною мережею АТ "ОДЕСАОБЛЕНЕРГО" регіон пов'язує тільки ПЛ 110 кВ Старокозаче – Канал, яка проходить частково по території Молдови, що ускладнює проведення ремонтних робіт по цій лінії. В ОЗП величина потужності, що отримується від ПС "Вулканешти" складає 75- 80 МВт або 25% загального навантаження мереж регіону. З п'яти підстанцій 330 кВ Південної ЕС, які живлять Одеський регіон, чотири зв'язані високовольтними лініями 330 кВ з МДРЕС – ПС 330 кВ "Новоодеська", ПС 330 кВ "Усатове", ПС 330 кВ "Подільська", ПС 330 кВ "Арциз". При цьому, підстанція 330 кВ "Арциз" інших ліній зв'язку з мережами України не має, що визначає практично повну залежність електропостачання південно-західної частини Одеської області від Молдавської ДРЕС. Окремо слід зазначити про проблеми з забезпеченням електропостачання споживачів м. Одеси [22].

Серед основних проблемних питань у енергопостачанні м. Одеси та прилягаючих районів:

- відсутність гарантованої генерації у місті (та області) і, як наслідок, значне завантаження живлячих ПЛ 110 кВ в ремонтних та аварійних режимах (Аркадія – Чумка, ОТЕЦ – Чумка, Усатове – Чумка, Застава – Чумка);
- ненормативні рівні напруги в аварійних режимах;
- перевантаження трансформаторів існуючих підстанцій 110 кВ (в ремонтних та аварійних режимах) через стрімке зростання навантаження м. Одеса;
- відсутність достатньої кількості трансформаторної потужності на живлячих підстанціях 330-220 кВ Південної енергосистеми, і у першу чергу, на ПС 330 кВ Аджалик і ПС 220 кВ Центроліт, що обмежує приєднання навантаження в цьому регіоні, особливо слід відмітити про порт Южний [31]. Розвиток портової зони призвів до стрімкого зростання навантаження існуючих споживачів та приєднання нових. Однак зважаючи на перевантаження АТ на ПС 330 кВ "Аджалик" та відсутність вільних комірок 110 кВ, приєднання нових споживачів не є можливим;
- зношеність розподільчих мереж 6-10 кВ та їх недостатня пропускна здатність.

Проблемним залишається питання надійного забезпечення енергопостачання споживачів центральної частини міста Одеси, що живляться від Одеської ТЕЦ, обладнання якої знаходиться у край незадовільному технічному стані. ОТЕЦ вже давно відпрацювала свій експлуатаційний ресурс, забезпечує лише 10-15% приєднаного навантаження центральної частини м. Одеси, а у період осінньозимового максимуму генерує потужність, яка забезпечує лише власні потреби. Це приводить до великої кількості скарг споживачів.

### **3.5 Улаштування інтелектуального обліку електричної енергії АТ "Одесаобленерго"**

Одним із важливих напрямків розвитку діяльності АТ "Одесаобленерго" є впровадження інтелектуального обліку електричної енергії та модернізація існуючої системи комерційного та технічного обліку електроенергії [6].

- здійснення дистанційного відключення (обмеження) споживача за неплатежі (або невнесену передоплату за споживану електроенергію) без використання комутаційного устаткування споживача [21];
- інтеграція з білінговими системами. Відповідно до Третього енергетичного пакету у Європейському Союзі програма розвитку "інтелектуальних" мереж "Технологічна платформа Smart Grid для Електричних Мереж Майбутнього в Європі", згідно з якою 80% європейських споживачів до 2020 р. має бути оснащено "розумними" приладами обліку, а до 2022 р. – 100% споживачів [21]. На сьогоднішній день на території Одеської області АТ «Одесаобленерго» встановлено уже більше 95 000 інтелектуальних приладів обліку електроенергії.

Подальше поетапне впровадження багатофункціональних приладів обліку на території ліцензійної діяльності АТ "Одесаобленерго" на період 2020-2024 рр. виглядає наступним чином:

- 2020 р. – 18 000 шт, вартість – 36 млн. грн.;
- 2021 р. – 20 000 шт, вартість – 40 млн. грн.;
- 2022р. – 22 000 шт, вартість – 44 млн. грн.;



- 2023р .—23 000 шт, вартість – 46 млн. грн;
- 2024 р. – 25 000 шт, вартість – 50 млн. грн.

У зв'язку зі збільшенням кількості точок інтелектуального обліку виникне потреба у придбанні додаткового (додаткових) серверів на верхньому рівні АСКОВ. Інвестиції в інтелектуальні системи обліку обґрунтовуються очікуваним зниженням експлуатаційних витрат розподілу електроенергії, зокрема, через усунення витрат на зчитування показань приладів обліку, зменшення обсягу розкрадання електроенергії. Здійснюється також дистанційна активація та деактивація послуг, більш швидке виявлення перерв електропостачання та ефективна боротьба з неплатниками. При цьому буде створено умови щодо можливості переведення споживачів на диференційовані за періодами часу тарифи [21].

Заходи щодо якості електропостачання. На сьогоднішній день пристрої фіксації/аналізу показників якості електроенергії встановлені лише в місцях приєднання СЕС. Відсутність пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії не дозволяє коректно виявити причину відхилень показників якості електроенергії від нормованих. Для забезпечення контролю показників якості електроенергії необхідно встановити пристрої на наступних об'єктах:

- В місцях приєднання генерації до електричної мережі АТ "Одесаобленерго";
- На підстанціях, що межують з суміжними ОСР та на межі з підстанціями ПАТ "Укрзалізниця", які інтегровані в мережу АТ "Одесаобленерго";
- На підстанціях, які приєднані до магістральних підстанцій, оскільки одним джерелом постачання електроенергії в Одеській області є магістральна мережа ДП "НЕК "Укренерго". Реалізація цих заходів дозволить виявляти причини та "винуватців" у відхиленнях показників якості електроенергії та приймати відповідні заходи щодо їх усунення.

## Висновок

1. Аналіз якості електропостачання в Південно-Західній частині Одеської області. На балансі енергокомпанії велика кількість зношеного обладнання, термін експлуатації якого вже скінчився і яке потребує зміни.
2. Оскільки Одеська область на даний час практично не має власних гарантованих джерел генерації електричної потужності, які б могли компенсувати стійке зростання навантаження регіону, то одним із важливих напрямків розвитку є впровадження інтелектуального обліку. На сьогоднішній день пристрої аналізу показників якості електроенергії встановлені лише в місцях приєднання СЕС в Південно-Західній частині Одеської області.
3. Дослідження підтвердили, що відсутність пристроїв фіксації показників якості електроенергії в Одеській області не дозволяє коректно виявити причину відхилень показників якості електроенергії від нормованих. Для забезпечення контролю показників якості електроенергії необхідно встановити пристрої фіксації показників в регіоні Ізмаїльської РЕМ.

## **4 КОМП'ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ДЛЯ ТЕСТУВАННЯ КОМПЛЕКСУ ПРОТИАВАРІЙНОЇ АВТОМАТИКИ**

### **4.1 Узагальнений опис структури та алгоритму комплексу протиаварійної автоматики**

В роботі розглядаються моделювання роботи підсистеми АЗПС (автоматика запобігання порушення стійкості) та АРОЛ (автоматика розвантаження при вимкненні лінії) як комплексу протиаварійної автоматики, що забезпечує необхідний рівень надійності роботи енергосистеми району ПЗЧОО [12] .

ПА ПЗЧОО складається з наступних автоматик:

- централізований комплекс ПА типу АЗПС, який розташований на ПС 330 кВ «Арциз» (надалі ЦК ПА);
- 8 однотипних локальних автоматик зниження напруги, що встановлені на підстанціях САВН (надалі ЛА ПС САВН).

Для «слабких» перетинів, через які забезпечується живлення дефіцитних енерго-районів, що не мають власних резервів потужності на електростанціях, практично обов'язковим є обмеження частини навантаження у разі аварійного вимкнення лінії у такому перетині, якщо доаварійний режим був достатньо важким.

Перетин ОЕС України – ПЗЧОО, що контролюється ЦК ПА складається з наступних ЛЕП:

- ПЛ 330 кВ «Молдавська ДРЕС – Арциз»;
- ПЛ 110 кВ «Молдавська ДРЕС – Староказаче»;
- ПЛ 110 кВ «Староказаче – Канал»;
- ПЛ 110 кВ «Вулканешти – Болград» №1;
- ПЛ 110 кВ «Вулканешти – Болград» №2.

Функцію вимикання частини навантаження у разі аварійного вимкнення лінії у перетині виконують пристрої спеціальної автоматики вимикання навантаження (САВН), які встановлюються у центрах споживання енергосистеми. Тому основним принципом роботи проекрованої автоматики є обмеження навантаження споживачів при аварійному вимкненні повітряної

лінії (ПЛ) 330 кВ в залежності від перетоку активної потужності по ній в доаварійному режимі (КПР) [27].

Пусковими факторами ЦК ПА є такі:

- ФОЛ ПЛ 330 кВ «Молдавська ДРЕС – Арциз» при ФРЛ обох ПЛ 110 кВ «Вулканешти – Болград» №1 та №2.
- ФОЛ обох ПЛ 110 кВ «Вулканешти – Болград» №1 та №2 при ФРЛ ПЛ 330 кВ «Молдавська ДРЕС – Арциз».
- ФОЛ ПЛ 400 кВ «Молдавська ДРЕС – Вулканешти» при ФРЛ ПЛ 330 кВ «Молдавська ДРЕС – Арциз».
- ФОЛ ПЛ 330 кВ «Молдавська ДРЕС – Арциз» при ФРЛ ПЛ 400 кВ «Молдавська ДРЕС – Вулканешти».

Комплекс ПА, що розглядається контролює ступень важкості поточного режиму за допомогою уставок КПР. В залежності від стану мережі, КПР та факту вимкнення ПЛ (ФОЛ) формується керуюча дія у вигляді обсягу САВН. В залежності від стану перетину ОЕС України – ПЗЧОО обирається таблиця уставок КПР перетину (див.Таблиця 4.1). У разі наявності пускового фактору ЦК ПА дозує обсяг керуючих дій (здійснюється вибір обсягу обмеження споживання шляхом застосування черг САВН) та формується команда «Аварія» [28]. Таблиця уставок КПР перетину наведено нижче.

Таблиця 4.1- Таблиця уставок КІР

Схема/режим енергосистеми	ФОЛ	КПР, МВт	САВН, МВт	САВН, ПС 110 кВ	ВН, МВт
ФРЛ ПЛ 110 кВ Вулканешти - Болград №1,2	ПЛ 330 кВ "Молдавська ДРЕС - Арциз"	> 142	5,7	Кілія	5,7
		> 148	11,4	Кілія Ізмаїл	5,7 5,7
		> 154	25,9	Кілія Ізмаїл	5,7 5,7
ФРЛ 330 кВ "Молдавська ДРЕС - Арциз"	ПЛ 110 кВ Вулканешти - Болград №1,2	> 168	40,6	Коса Еталон	2,5 12
				Кілія Ізмаїл Коса Еталон	5,7 5,7 2,5 12
ФРЛ ПЛ 400 кВ «Молдавська ДРЕС – Вулканешти»	ПЛ 330 кВ "Молдавська ДРЕС - Арциз"	> 183	50,6	Залізничне Рені Болград	6 4,5 4,2
				Кілія Ізмаїл Коса Еталон	5,7 5,7 2,5 12
ФРЛ 330 кВ "Молдавська ДРЕС - Арциз"	ПЛ 400 кВ «Молдавська ДРЕС – Вулканешти»			Залізничне Рені Болград	6 4,5 4,2
				Арциз	10

У разі якщо перетік по контрольованому перетину в доаварійному режимі не перевищував жодної уставки КІР, то при наявності пускового фактору виконуються лише така дія – з витримкою часу дії БАПВ ПЛ надсилається команда «Аварія» на ЛА ПС САВН. ЛА ПС САВН після отримання команди «Аварія» (що є ознакою пускового фактору ЦК ПА) активується та переходить в режим постійного контролю локального рівня напруги на СШ-110кВ ПС.

У разі зниження напруги нижче уставки 0,9 в.о. з метою запобігання подальшого зниження напруги та запобігання втрати генерації активної потужності СЕС автоматично вимикається навантаження цієї ПС, яке заведено під дію САВН.

- ЦК ПА типу АЗПС командою з ПС 330 кВ «Арциз» без контролю напруги;
- ЛА ПС САВН по команді «Аварія» та зниженні напруги на підстанціях САВН [22].

#### **4.2 Модель електричних мереж південно-західної частини Одеської області**

Для проведення розрахункових досліджень умов і алгоритмів роботи ПА ПЗЧОО, з врахуванням потужних ВЕС та СЕС при налаштуванні протиаварійних автоматичних пристроїв, призначених для запобігання порушенню стійкості у небезпечних перетинах ОЕС України розроблено комп'ютерну модель електричних мереж 330/110/35/10(6) кВ ПЗЧОО. Комплексна модель реалізована в програмному забезпеченні DIgSILENT PowerFactory, оглядова діаграма якої представлена. Розроблена модель ПЗЧОО включає 49 трансформаторів 110/35/10(6), 55 ліній ЛЕП, 87 елементів навантаження, моделювання яких виконувалось на СШ 35/10(6) кВ [29].

Крім того, в модель мережі додано моделі п'яти СЕС загальною потужністю 210 МВт. На рисунку 4.1. представлена модель електричних мереж Одеської області.

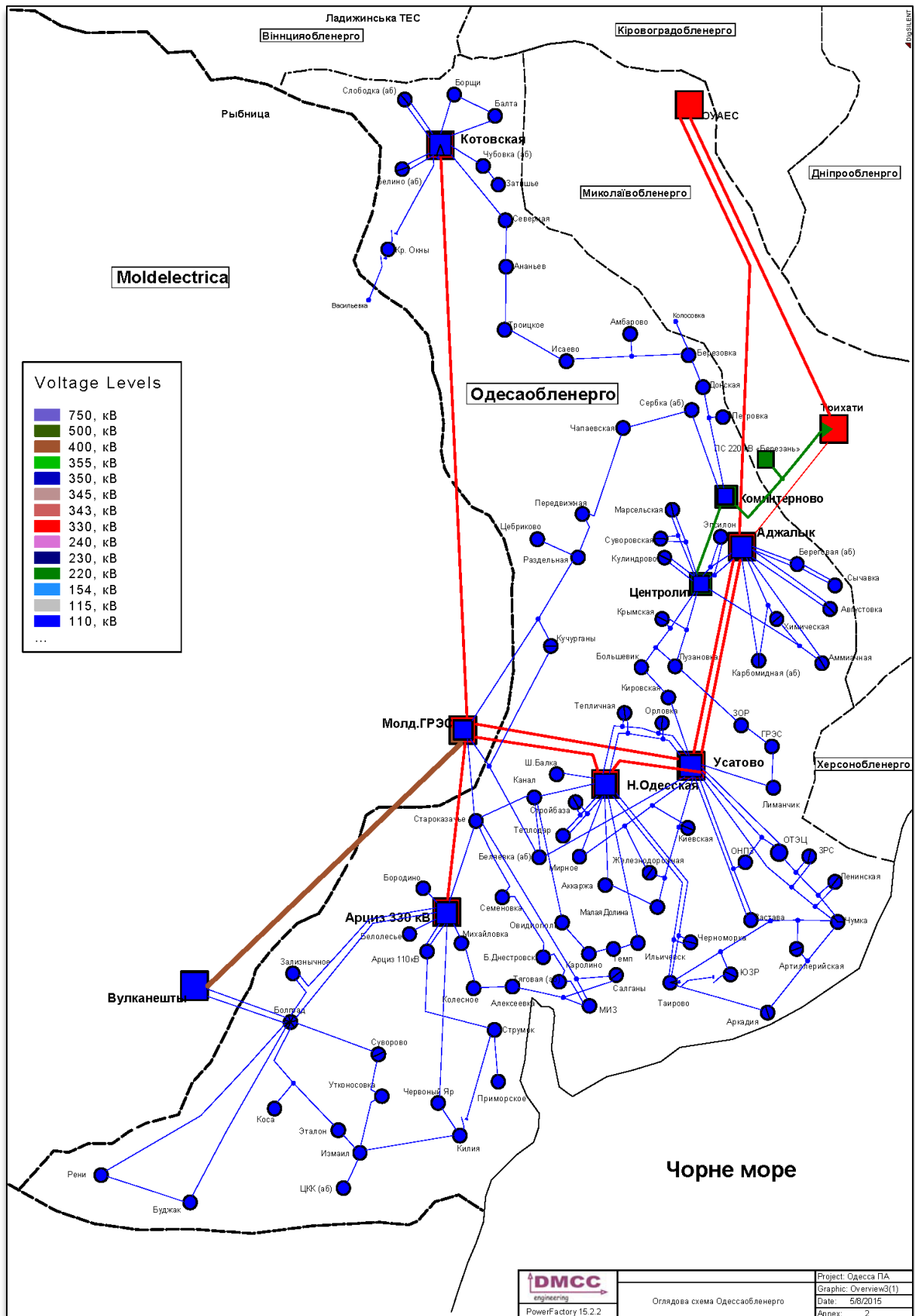


Рисунок 4.2- Модель електричних мереж Одеської області. [28]

### 4.3 Модель сонячних електростанцій

Модель СЕС в ПЗ PowerFactory реалізована на базі рекомендацій компаній DIgSILENT GmbH і SMA GmbH, світових лідерів в області ПЗ для комп'ютерного моделювання СЕС та інверторів для СЕС, відповідно. На рисунку 4.2 приведена модель осередку СЕС потужністю 0,5 МВт [25].

Модель складається з трансформатора 10 / 0,255 кВ 630 кВА з розщепленої обмоткою 0,255 кВ. Двох інверторів типу PVProtect 250 кВА, двох шин постійної напруги 1000 В, двох джерел струму для представлення збірки PV панелей [24].

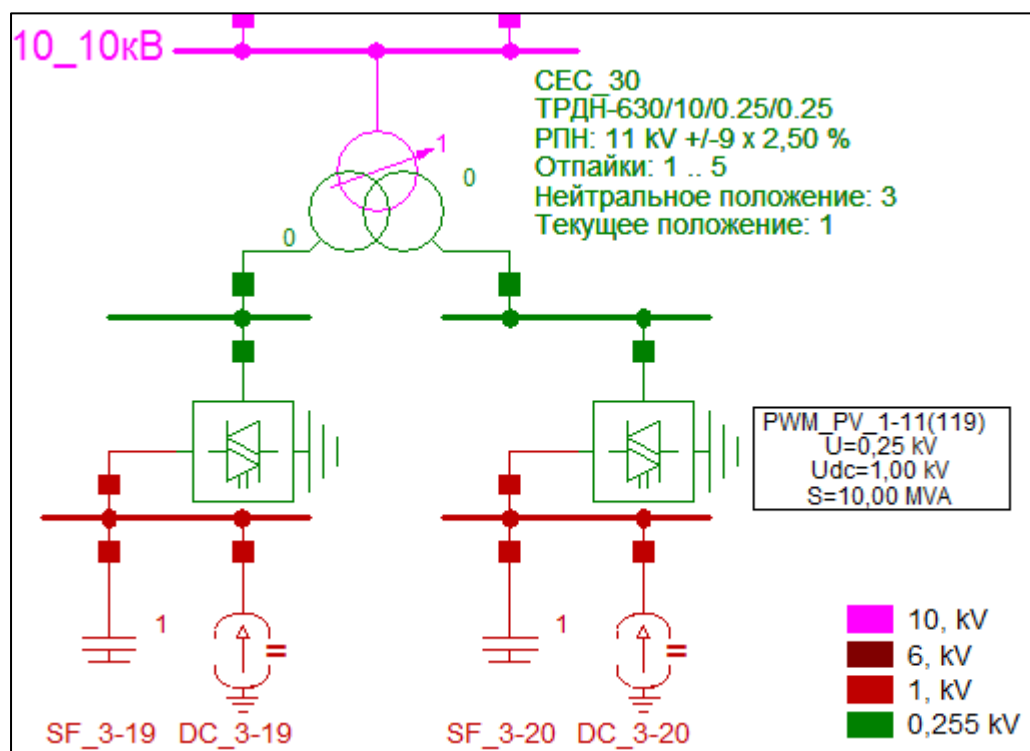


Рисунок 4.3-Модель комірки СЕС потужністю 0,5 МВт.

Модель СЕС 40 МВт відповідно до даних компанії «Актив-Солар» складається з 80 комірок і представлена на рисунку 4.3. нижче.



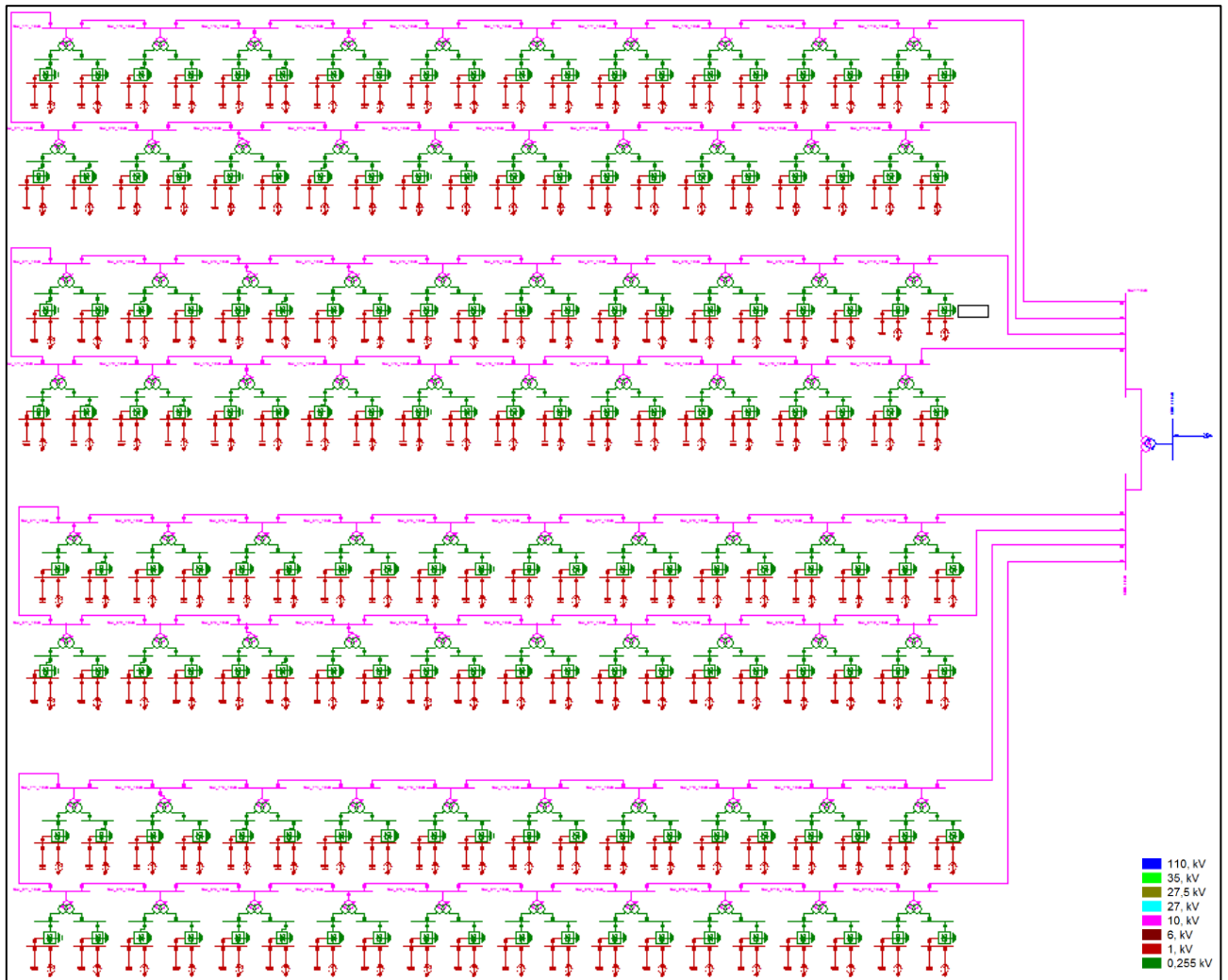


Рисунок 4.4-Модель СЕС, потужністю 40 МВт

#### 4.4 Характеристика комп'ютерної моделі комплексу протиаварійної автоматики

Експлуатація ВДЕ, зокрема ВЕС/СЕС, характеризується певною періодичністю режиму роботи (сезонною та денною) та значним рівнем флуктуації вихідної потужності. Флуктуації потужності ВДЕ залежать як від глобальних, так і від локальних факторів, що може значно впливати на стійкість режими роботи ЕС [28].

Тому, одним із чинників, який необхідно враховувати при розрахунках стійкості режимів роботи ЕС та проектуванні ПА є характер роботи ВДЕ. Однак, такі розрахунки стійкості та налаштувань АЗПС значно ускладнюються через стохастичність генерації ВДЕ. Тому, з ростом встановленої потужності ВДЕ актуальною представляється задача моделювання та тестування

ефективності протиаварійної автоматики перетинів електричних систем з урахуванням особливостей роботи ВДЕ.

Для цього за допомогою створеної розрахункової моделі мережі та моделей п'яти СЕС, сформованих балансів потужностей і сценаріїв моделювання характерних режимів було виконано моделювання аварійних режимів з урахуванням дії комплексу ПА, що потребувало розроблення відповідної комп'ютерної моделі ПА [24, 25].

Основним показником успішної роботи ПА є збереження стійкості за напругою, ідентифікатором якої є забезпечення рівнів напруги вище аварійно-допустимих меж ( $0,9 U_{ном}$ ). Наприклад, в нормальній схемі електромережі з урахуванням роботи СЕС при відключенні ПЛ 330 кВ з доаварійним перетоком активної потужності по ній 150 МВт, ПА повинна відключити навантаження 37 МВт а напруга в усіх точках досліджуваній мережі повинна бути вищою ніж  $0,9 U_{ном}$ .

В той же час додатковим ускладнюючим фактором є те, що в період генерації СЕС при зниженні напруги нижче  $0,9 U_{ном}$  СЕС вимикаються дією власної автоматики, що може призвести до погіршення режимної ситуації, тобто навіть при успішному спрацюванні ПА відключення СЕС внаслідок зменшення напруги на власних шинах нижче  $0,9 U_{ном}$  може призвести до порушення стійкості [6].

При виконанні оцінки ефективності проектованої ПА досить складно точно передбачити рівень навантаження на кожній підстанції в досліджуваному регіоні так само як складно передбачити рівень генерації кожної з п'яти СЕС. З метою автоматизації розрахунків моделювання роботи проектованої ПА було розроблено алгоритм (див. Рисунок 4.) та на його основі, за допомогою мови програмування Python, комп'ютерну програму, яка на основі методу Монте-Карло (М-К) виконує моделювання великої кількості режимів з стохастичною генерацією СЕС (від 0 до  $P_{макс.}$ ) та навантаженням мережі ( $0,8 - 1,2 P_{поточн.}$ ,  $\cos\phi = 0.94 - 1.0$ ) при аварійному вимкненні ПЛ 330 кВ.

На даному етапі дослідження було виконано моделювання 5000 режимів та проведено аналіз достатності розвантаження САВН. В результаті аналізу було виявлено, що для даних налаштувань ПА приблизно в 20% випадків величини розвантаження недостатньо для збереження стійкості за напругою, а саме рівня напруги в досліджуваній мережі вище ніж 0,9 Уном. Отримані результати в подальшому використані для коригування уставок спрацювання ПА.

В той же час, як зазначалося вище, СЕС характеризується певною періодичністю режиму роботи та значним рівнем флуктуації вихідної потужності і існує можливість коли після спрацювання ПА рівень генерації СЕС зменшиться, що знову ж таки може призвести до порушення стійкості за напругою.

Саме тому було розглянуто випадок зниження потужності генерації СЕС в післяаварійному режимі та після спрацювання ПА, що може призвести до погіршення режимної ситуації. Для цього були проаналізовані щохвилинні фактичні заміри активної потужності існуючих в Україні СЕС для різних типів погодних умов – ясна, хмарна та з мінливою хмарністю (див. рис. 4.4.).

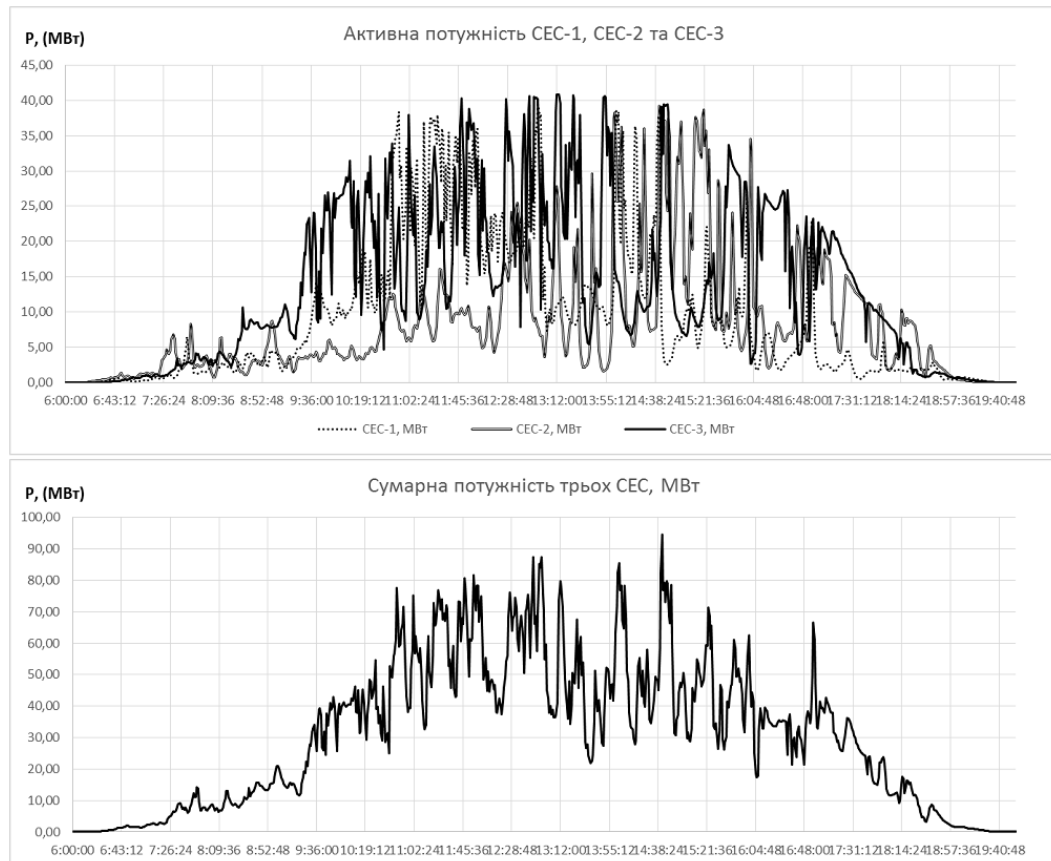


Рисунок 4.4-Виміри активної потужності для трьох СЕС

Згідно наданих вимірів визначено, що сумарне максимальне відхилення (зниження) генерації СЕС для дня з мінливою хмарністю може досягати 25% від сумарної встановленої потужності СЕС. Було обчислено, що вірогідність того, що потужність СЕС за 1 хв. зменшиться на 15% не більше ніж 0,02, на 10% не перевищує 0,15, а вірогідність того, що потужність СЕС за 1 хв. зменшиться на 5% досягає майже 40% (див. рис.4.5.).

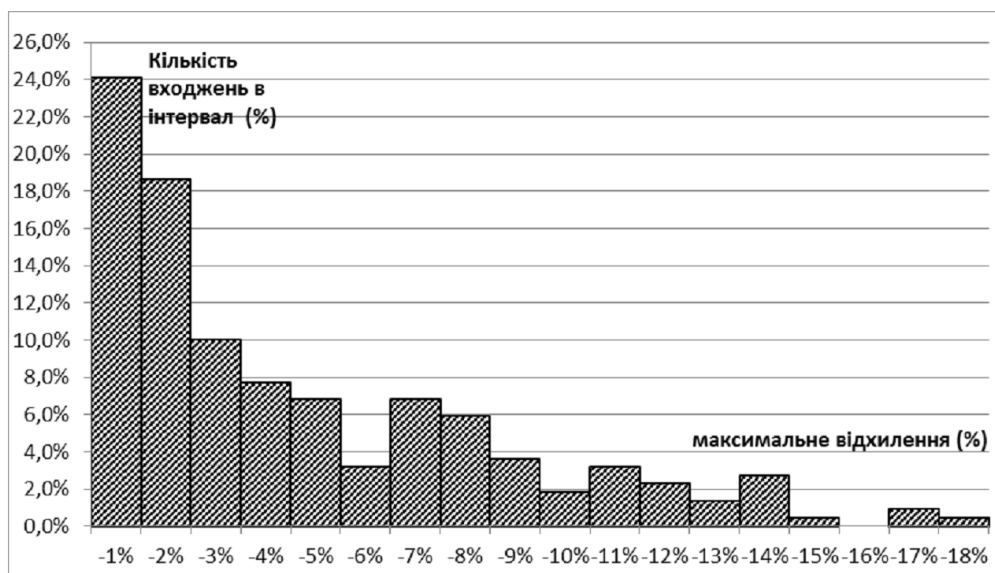


Рисунок 4.5-Діаграма групових частот для відхилення потужності трьох СЕС за 1 хв.

Для виконання моделювання зниження генерації СЕС в післяаварійному режимі та після спрацювання ПА, в якості величини зниження генерації було обрано 10% від встановленої потужності СЕС.

В результаті моделювання було виявлено, що приблизно в половині випадків після зниження генерації СЕС в післяаварійному режимі стійкість за напругою не зберігається, а саме в досліджуваній мережі існують вузли рівень напруги яких нижче ніж 0,77 Уном. Аналіз отриманих результатів свідчать про необхідність коригування уставок спрацювання ПА [17- 19].

Таким чином, запропонований підхід дозволив на підставі стохастичного моделювання визначити ефективність поточних налаштувань АЗПС та провести їх відповідне коригування.

До складу комп'ютерної програми входить модуль, що містить всю необхідну інформацію для контролю оцінки ефективності та налаштування протиаварійної автоматики.

Вигляд головного вікна комп'ютерної програми з фрагментом досліджуваної мережі показаний на (див. рис. 4.6.)

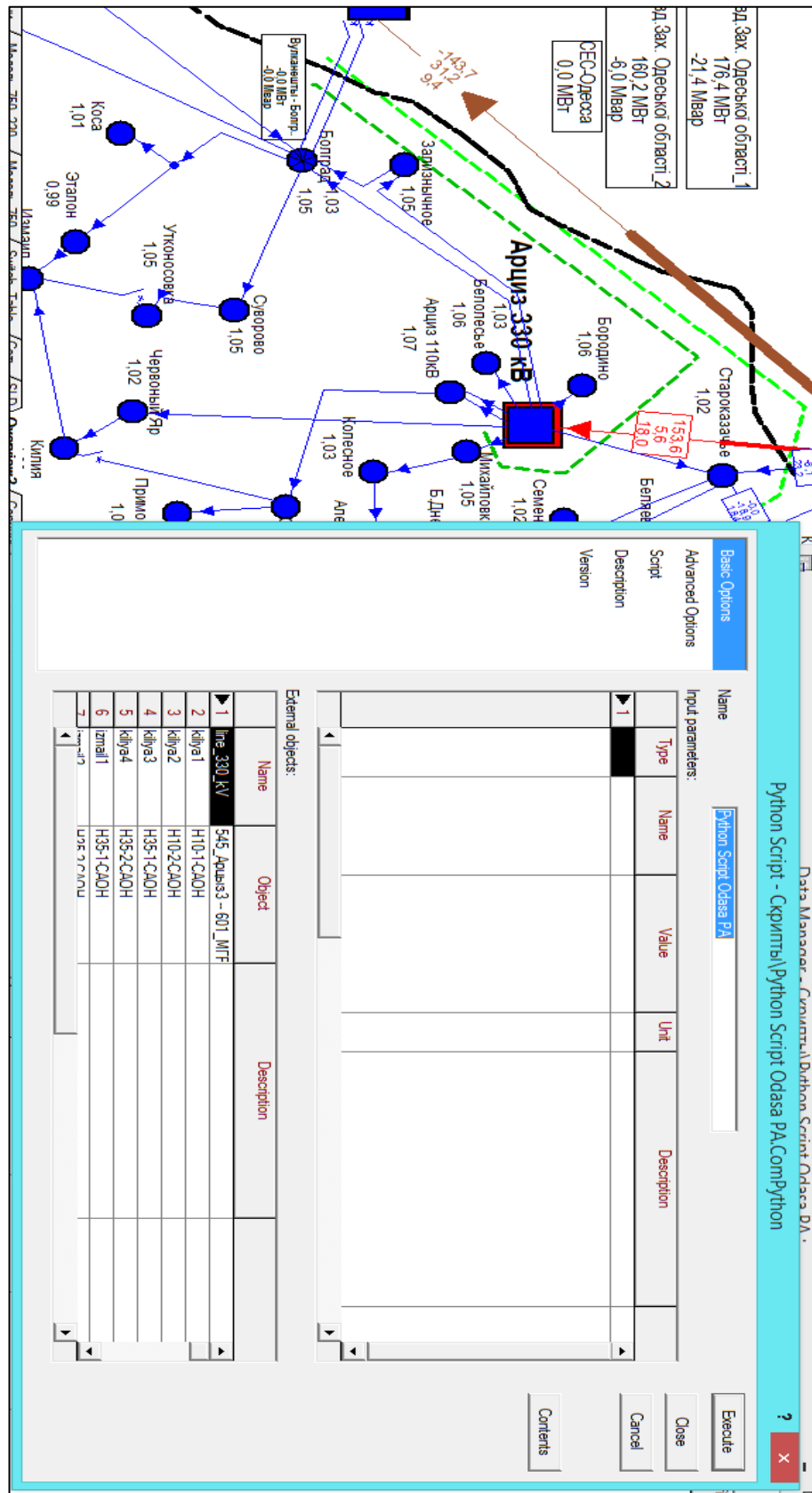


Рисунок 4.6-Головне вікно комп'ютерної програми RA-set

Структуру комп'ютерної програми показано на рисунку 4.7.нижче.

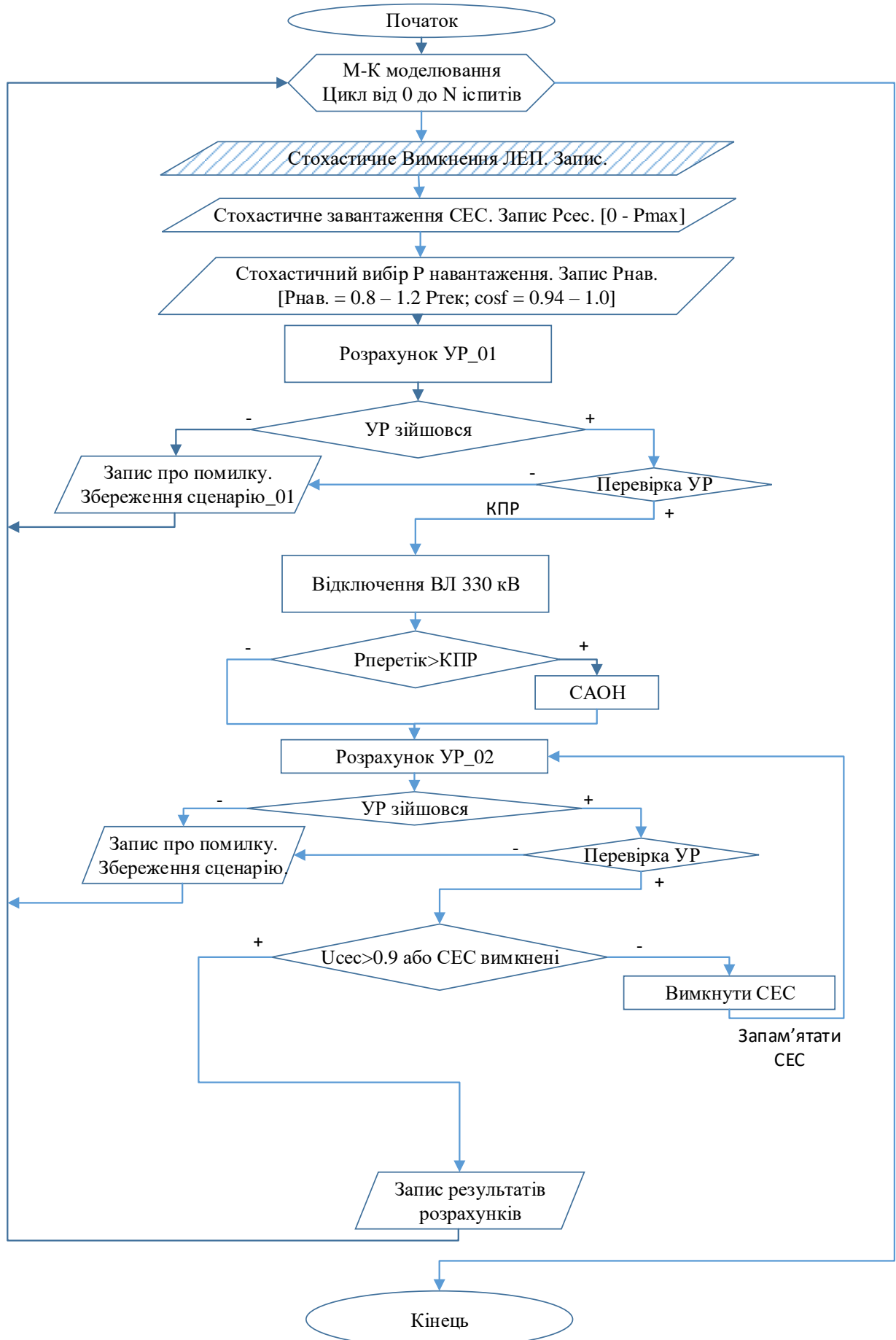


Рисунок 4.7-Розширений алгоритм комп'ютерної моделі ПА

Як вже було зазначено раніше, основним принципом роботи даної ПА є обмеження навантаження споживачів при аварійному вимкненні повітряної лінії (ПЛ) 330 кВ в залежності від перетоку активної потужності по перетину в доаварійному режимі (КІР). Основним показником успішної роботи ПА є збереження стійкості за напругою, основним ідентифікатором якої є забезпечення рівнів напруги вище встановленої межі ( $0,9 U_{ном}$ ).

В той же час додатковим ускладнюючим фактором є те, що в період генерації СЕС при зниженні напруги нижче  $0,9 U_{ном}$  СЕС вимикаються дією власної автоматики, що може призвести до погіршення режимної ситуації. На Рисунку 4.8. показано запуск програми PA-set.

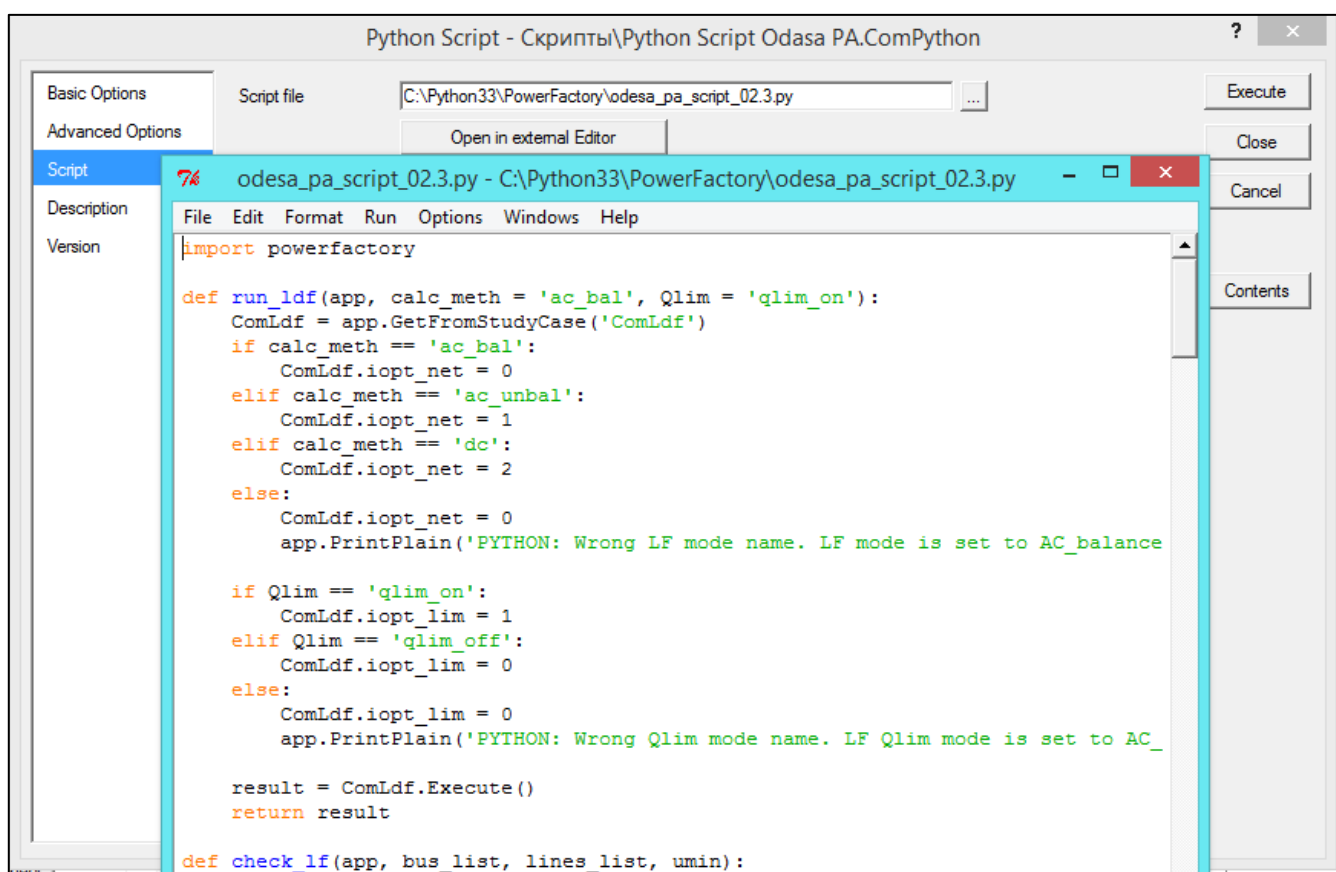


Рисунок 4.8- Запуск програми PA-set

Для моделювання роботи проектованої ПА було розроблено алгоритм та на його основі, за допомогою мови програмування Python, комп'ютерну програму, яка на основі методу Монте-Карло виконує моделювання великої кількості



режимів ПЗЧОО з стохастичною генерацією СЕС та навантаженням мережі для нормальної та ремонтних схем при аварійному вимкненні ПЛ 330 кВ. На першому етапі дослідження виконано моделювання великої кількості режимів та проведено аналізу достатності розвантаження САВН [26].

На другому етапі розглянуто випадок зниження потужності генерації СЕС в післяаварійному режимі та після спрацювання ПА, що може призвести до погіршення режимної ситуації. Програма дозволяє виконувати моделювання зниження генерації СЕС відповідно до фактичних замірів в післяаварійному режимі та після спрацювання ПА. На рисунку 4.9. показано вивід результатів моделювання автоматики в табличному редакторі.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	#	Pssp, MW	SES_Zalzn	SES_Ren1	SES_Ren1	SES_Kilya	SES_Arzs	LF_01	LF_01_Umin	Pboundary	Pline_330	SAON, MW	Zalznchn	Starokozach	Renny	Kilya	Arcis	LF_02	LF_02_min
2	0	100,76	12,03	36,71	0,34	13,45	38,23	conv+valid	0,995	75,62	91,48	13,5	on - 0.94	on - 1.00	on - 0.92	on - 0.91	on - 0.95	conv+valid	0,881
3	1	87,57	15,37	11,86	30,63	2,18	27,53	conv+valid	0,992	91,88	92,13	15,95	on - 0.96	on - 0.99	on - 0.96	on - 0.92	on - 0.96	conv+valid	0,896
4	2	109,91	35,56	11,51	12,37	29,95	20,52	conv+valid	0,991	66,94	71,87	0	on - 0.98	on - 1.00	on - 0.96	on - 0.93	on - 0.97	conv+valid	0,911
5	3	89,37	10,32	8,2	17,92	49,2	3,73	conv+valid	0,989	90,13	88,86	0	on - 0.94	on - 0.98	on - 0.93	on - 0.91	on - 0.93	conv+valid	0,88
6	4	148,79	4,57	32,5	31,21	47,93	32,58	conv+valid	0,994	31,37	54,66	0	on - 1.00	on - 1.02	on - 1.00	on - 0.98	on - 1.00	conv+valid	0,949
7	5	97,39	34,25	30,37	8,23	21,8	2,74	conv+valid	0,991	81,05	91,89	14,2	on - 0.96	on - 0.99	on - 0.94	on - 0.92	on - 0.95	conv+valid	0,89
8	6	92,2	16,76	33,05	3,19	36,75	2,45	conv+valid	0,991	85,21	97,63	15,98	on - 0.95	on - 1.00	on - 0.94	on - 0.94	on - 0.95	conv+valid	0,9
9	7	99,4	16,72	26,69	23,24	32,25	0,5	conv+valid	0,994	77,71	88,4	0	on - 0.85	on - 0.96	on - 0.83	off	on - 0.85	conv+Invalid	0,75
10	8	115,12	38,87	12,69	29,48	21,82	12,26	conv+valid	0,995	64,63	70,41	0	on - 0.98	on - 1.00	on - 0.96	on - 0.91	on - 0.96	conv+valid	0,889
11	9	87,28	31,65	4,24	1,07	27,48	22,84	conv+valid	0,993	89,71	86,25	0	off	on	off	off	off	unconv+Invalid	0
12	10	98,4	8,57	18,29	10,54	38,94	22,06	conv+valid	0,996	81,61	86,56	0	on - 0.94	on - 0.99	on - 0.93	on - 0.91	on - 0.95	conv+valid	0,885
13	11	71,03	21,2	9,31	15,87	20,43	4,22	conv+valid	0,99	109,19	103,73	28,29	on - 0.99	on - 1.00	on - 0.98	on - 0.96	on - 0.98	conv+valid	0,943
14	12	94,26	28,05	17,63	31,02	15,58	1,98	conv+valid	0,99	79,28	85,41	0	on - 0.81	on - 0.94	off	off	off	conv+Invalid	0,713
15	13	138,52	21,48	37,96	29,91	25	24,17	conv+valid	0,984	42,77	66,59	0	on - 0.97	on - 1.00	on - 0.97	on - 0.92	on - 0.97	conv+valid	0,898
16	14	113,75	32,8	37,38	0,75	23,28	19,54	conv+valid	0,992	60,32	79,67	0	on - 0.96	on - 1.00	on - 0.93	on - 0.91	on - 0.95	conv+valid	0,886
17	15	102,51	16,81	20,18	13,33	18,92	33,27	conv+valid	0,989	72,58	80,62	0	on - 0.95	on - 0.99	on - 0.93	on - 0.90	on - 0.95	conv+valid	0,882
18	16	129,13	11,86	37,16	14,62	44,78	20,71	conv+valid	0,991	50,4	71,73	0	on - 0.98	on - 1.01	on - 0.97	on - 0.96	on - 0.98	conv+valid	0,927
19	17	84,56	22,2	39,11	8,59	2,4	12,26	conv+valid	0,992	95,41	107,93	26,83	on - 0.96	on - 1.00	on - 0.95	on - 0.93	on - 0.95	conv+valid	0,907
20	18	67,52	1,16	21,77	22,9	8	13,69	conv+valid	0,99	107,89	110,06	26,16	on - 0.94	on - 0.99	on - 0.93	on - 0.91	on - 0.94	conv+valid	0,889

Рисунок 4.9- Вивід результатів моделювання автоматики в табличному редакторі

Таким чином, одержані результати моделювання роботи ПА свідчать щодо необхідності коригування окремих налаштувань з метою забезпечення більш надійного запобігання появі важких після аварійних режимів.

#### 4.5 Короткий опис технології OPC (OLE for process control)

Технологія OPC вже стала світовим стандартом в області автоматизації технологічних процесів. З кожним роком все більша кількість обладнання поставляється з OPC-серверами. Технологія OPC знаходиться в процесі постійного вдосконалення та оптимізації, нові версії стандарту розширюють сферу застосування продуктів, що підтримують специфікації OPC і якщо в сучасному світі наявність у приладу OPC-сервера є опціональним, то ймовірно в найближчі десять років це стане правилом хорошого тону. OPC – технологія зв'язування та впровадження об'єктів для систем промислової автоматизації.

Технологія OPC визначає універсальний спосіб обміну даними в системах контролю і управління. Розроблено міжнародною організацією OPC Foundation (див. Рисунок 4. 4.10.) як промисловий стандарт і опублікована у вигляді специфікацій. До ради директорів OPC Foundation у 2008 році входили представники Siemens AG, Emerson Process Management, Yokogawa, Honeywell, Rockwell Automation, ICONICS.



Рисунок 4.10- Логотип технології OPC

Головною метою стандарту OPC стало забезпечення можливості спільної роботи засобів автоматизації, що функціонують на різних апаратних платформах, в різних промислових мережах і вироблених різними фірмами. До розробки OPC стандарту, SCADA пакет потрібно було адаптувати до кожного нового обладнання індивідуально. Існували довгі списки "підтримуваного устаткування", дуже складною була технічна підтримка. При модифікації устаткування потрібно було вносити зміни в усі драйвери, кожен з яких підтримував протокол обміну тільки з однієї клієнтською програмою. Число таких драйверів доходило до сотень.

Після появи стандарту OPC практично всі SCADA-пакети були перепроектовані як OPC-клієнти, а кожен виробник апаратного забезпечення став постачати свої контролери, модулі введення-виведення, інтелектуальні датчики і виконавчі пристрої стандартним OPC сервером.

#### 4.6 Тестування логіки роботи ПА в перехідних режимах

Для проведення попереднього тестування ефективності роботи ПА південно-західної частини одеської області в перехідних режимах динамічну модель ОЕС України доповнено цифровою моделлю прототипу ПА типу АРОЛ, що була реалізована за допомогою мови моделювання DSL (DigSILENT Simulation Language). На(див. рис. 4.11.) показана узагальнена складова модель ПА, що реалізує логічні зв'язки між елементами моделі мережі (лініями, навантаженнями) та логікою ПА. Елементами складової моделі є фрейми Line та Logic. Фрейм Line відповідає контрольованій лінії – ПЛ 330 кВ «МдДРЕС - Арциз». У разі аварійного вимкнення сигнал активної потужності лінії набуває нульового значення.

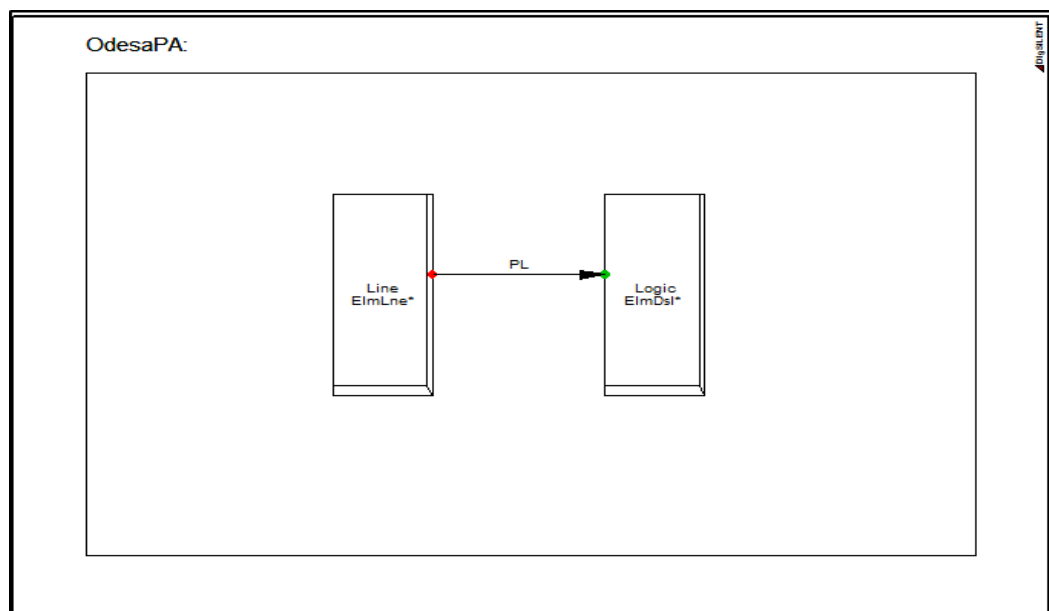


Рисунок 4.11-Складова модель ПА.

Фрейм Logic відповідає за обробку вхідного сигналу та формування керуючих дій на застосування черг САВН. При вимкненні ПЛ 330 кВ «МдДРЕС - Арциз» Logic перевіряє значення доаварійного перетоку активної

потужності по контрольованій лінії. Якщо це значення перевищує уставки КПП, формується сигнал на вимкнення або зниження потужності елементів навантаження (\*.Elm1od). Логіка робити ПА реалізована за допомогою мови моделювання DSL (DigSILENT Simulation Language) (див.рис. 4.12.).

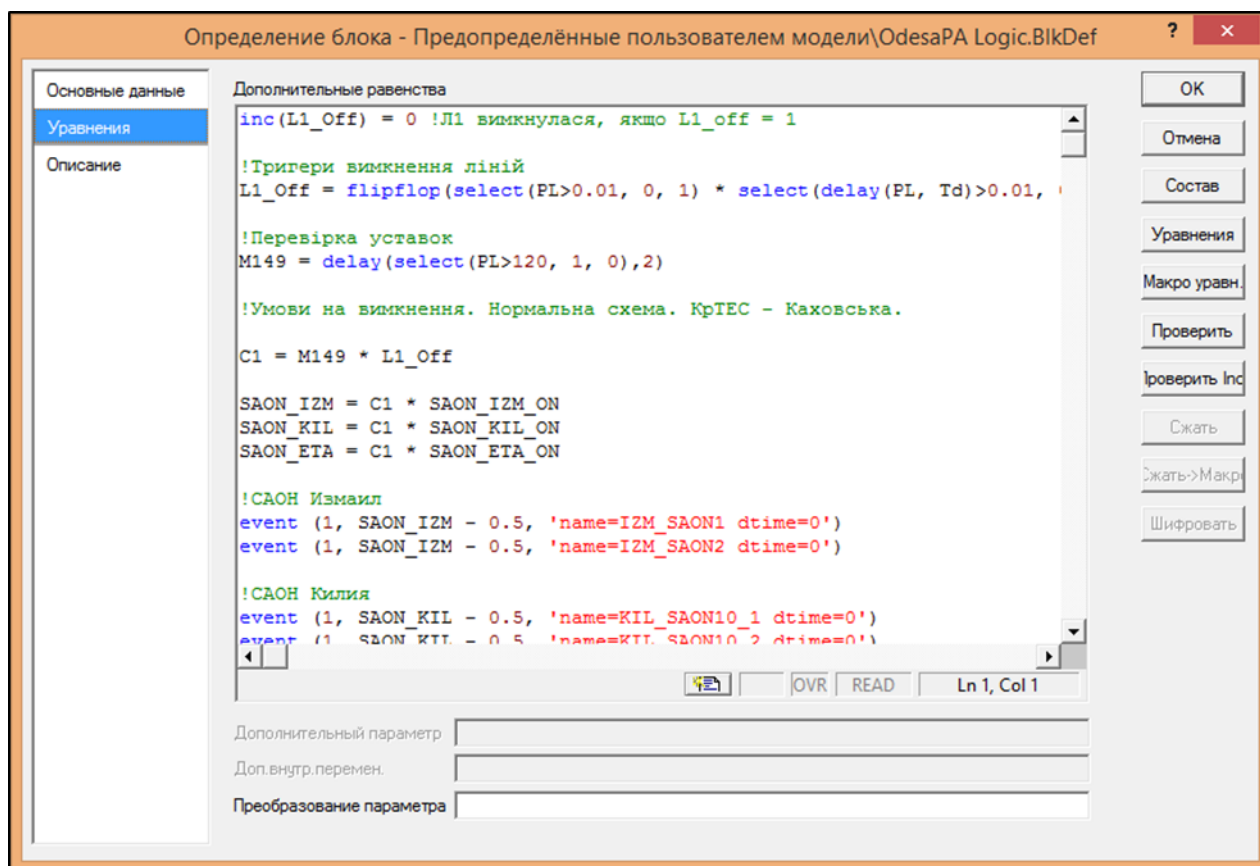


Рисунок 4.12- Фрагмент реалізації алгоритмів ПА Одеси на мові DSL.

На рисунку 4.13. показані результати моделювання аварійного вимкнення ПЛ 330 кВ «МдДРЕС – Арциз» для двох розрахункових сценаріїв: 1 – ПА в роботі (штрихпунктирна лінія), 2 – ПА виведена з роботи (суцільна лінія). В доаварійному режимі перетік активної потужності по ПЛ 330 кВ «МдДРЕС – Арциз» склав 154 МВт (рис. 4.13., а). Згідно розрахованих уставок КПП (див.табл. 4.13) вимкнення ПЛ 330 кВ «МдДРЕС – Арциз» в такому режимі спричиняє дію ПА на зниження навантаження сумарною потужністю 37 МВт на ПС 110 кВ «Кілія», «Ізмаїл», «ЦКК» та «Еталон». На рис. 4.13, г показано активну потужність навантаження вузла ПС 110 кВ «Еталон», що заведено під САВН. З деякою затримкою часу після аварійного вимкнення ПЛ 330 кВ

«МдДРЕС – Арциз» (4.13, а) ПА формує сигнал на вимкнення навантаження. У випадку, коли ПА виведена (суцільна лінія) з роботи потужність навантаження не знижується.

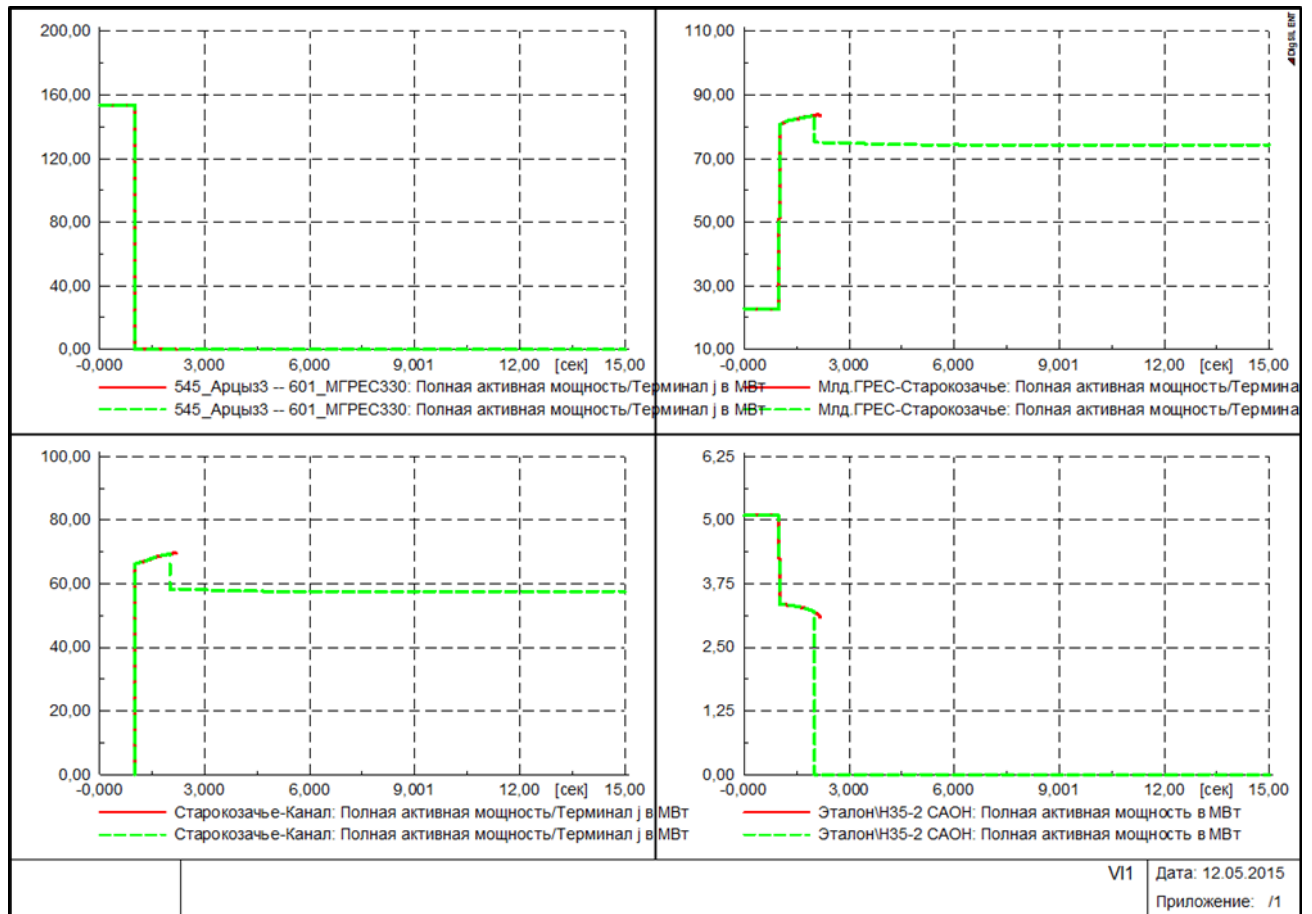


Рисунок 4.13- Моделювання логіки роботи ПА при вимкненні ПЛ 330 кВ «МдГРЕС - Арциз»: а) перетік по ПЛ 330 кВ «МдГРЕС - Арциз», МВт; б) перетік по ПЛ 110 кВ «МдГРЕС – Старокозаче», МВт; в) перетік по ПЛ 110 кВ «Старокозаче – Канал», МВт; г) активна потужність навантаження ПС 110 кВ «Еталон», МВт.

На рисунку 4.14. показані активна та реактивна потужність навантаження, та напруга на ПС 110 кВ «Ізмаїл» [21]. Як бачимо ці графіки добре ілюструють вплив дії ПА на протікання перехідних процесів. Після аварійного вимкнення ПЛ 330 кВ «МдДРЕС - Арциз» напруга на ПС 110 кВ «Ізмаїл» швидко знижується. Для другого розрахункового сценарію (ПА виведена з роботи) напруга продовжила падіння та досягла критичного значення, після якого реактивна потужність навантаження почала зростати (див. рис. 4.14, б), що ще більше збільшило швидкість падіння напруги. Таким чином, виникла «лавина»

напруги, яка призвела до втрати стійкості енергосистеми. Проте для випадку коли ПА в роботі (штрихпунктирна лінія), в момент застосування САВН напруга на ПС 110 кВ «Ізмаїл» почала зростати та досягла значення 0.82 в.о. (див. рис. 4.14, в). Таким чином можна стверджувати, що для розглянутого доаварійного режиму вимкнення ПЛ 330 кВ «МдДРЕС – Арциз» не призводить до втрати стійкості у разі роботи ПА, що підтверджує ефективність її роботи. В той же час, у випадку коли ПА виведена з роботи, аварійне вимкнення лінії призводить до виникнення «лавини» напруги та втрати стійкості енергосистеми.

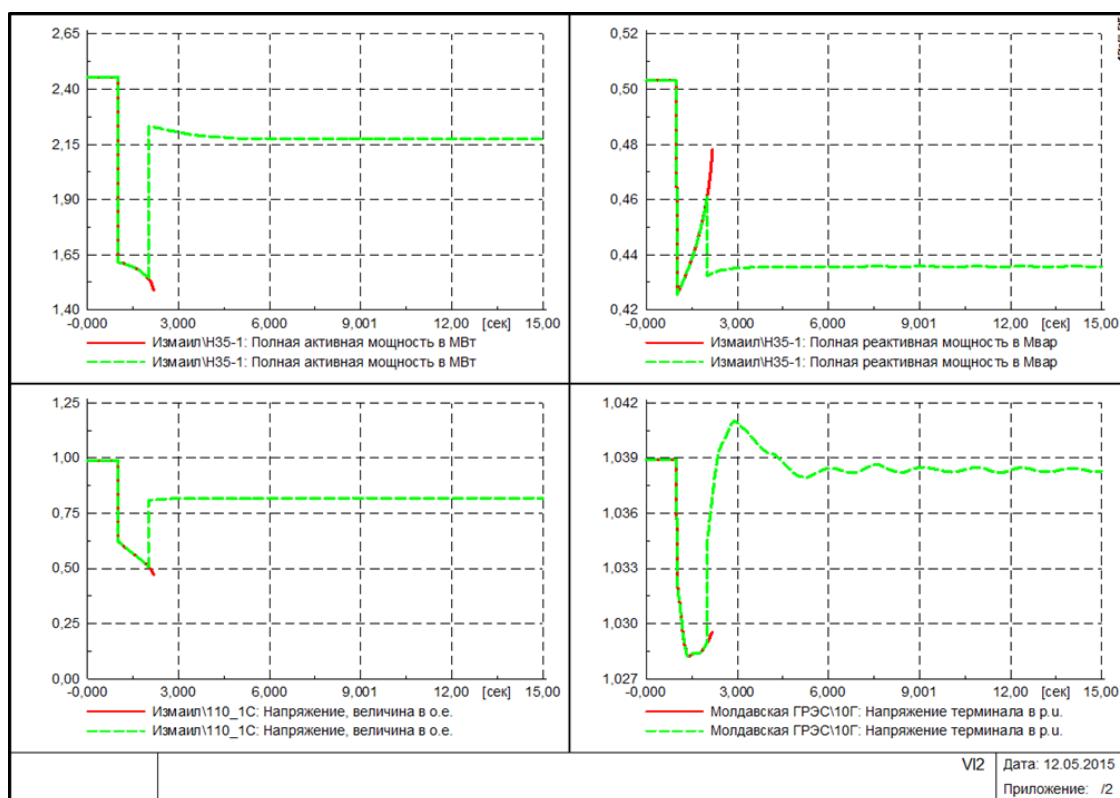


Рисунок 4.14- Моделювання логіки роботи ПА Півдня при вимкненні ПЛ 330 кВ «МдДРЕС - Арциз»: а) активна потужність навантаження на ПС 110 кВ «Ізмаїл», МВт; б) реактивна потужність навантаження на ПС 110 кВ «Ізмаїл», Мвар; в) напруга на ПС 110 кВ «Ізмаїл»; г) напруга на СШ Г-10 МдДРЕС.

На рисунок 4.15. - 4.16. показані результати моделювання відключення ПЛ 330 кВ «МдДРЕС - Арциз» для двох розрахункових сценаріїв: 1 – ПА в роботі (штрихпунктирна лінія), 2 – ПА виведена з роботи (суцільна лінія) у випадку ремонту ПЛ 110 кВ «Староказаче - Канал». Як і попередньому випадку для



розглянутого режиму вимкнення ПЛ 330 кВ «МдДРЕС - Арциз» не призводить до втрати стійкості у разі роботи ПА, що підтверджує ефективність її роботи.

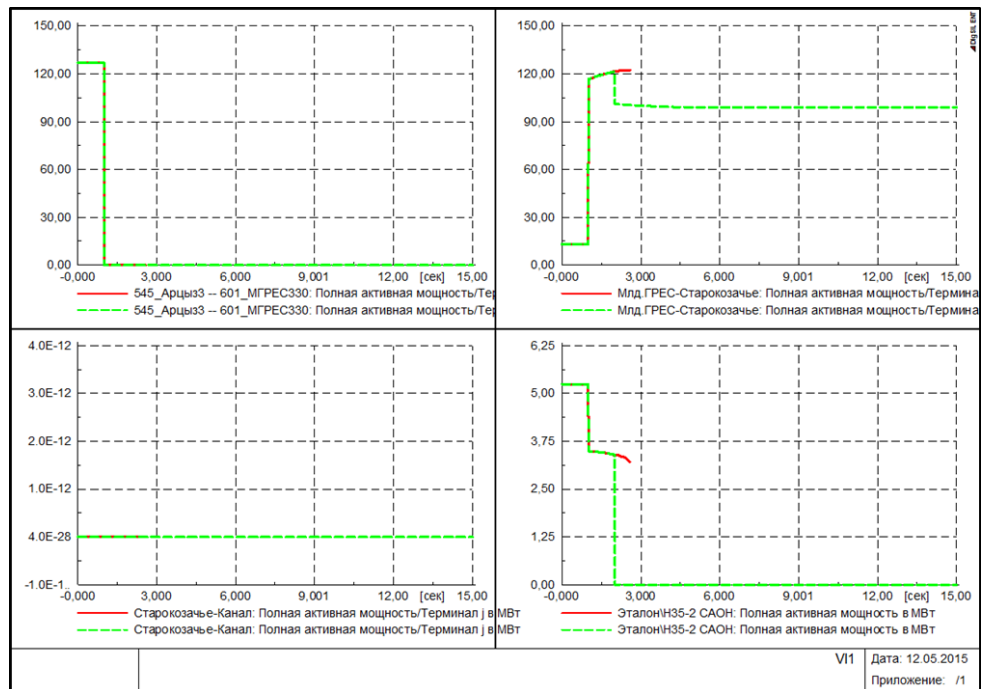


Рисунок 4.15- Моделювання логіки роботи ПА при вимкненні ПЛ 330 кВ «МдДРЕС - Арциз»: а) перетік по ПЛ 330 кВ «МдДРЕС - Арциз», МВт; б) перетік по ПЛ 110 кВ «МдДРЕС – Староказаче», МВт; в) перетік по ПЛ 110 кВ «Староказаче – Канал», МВт; г) активна потужність навантаження ПС 110 кВ «Еталон», МВт.

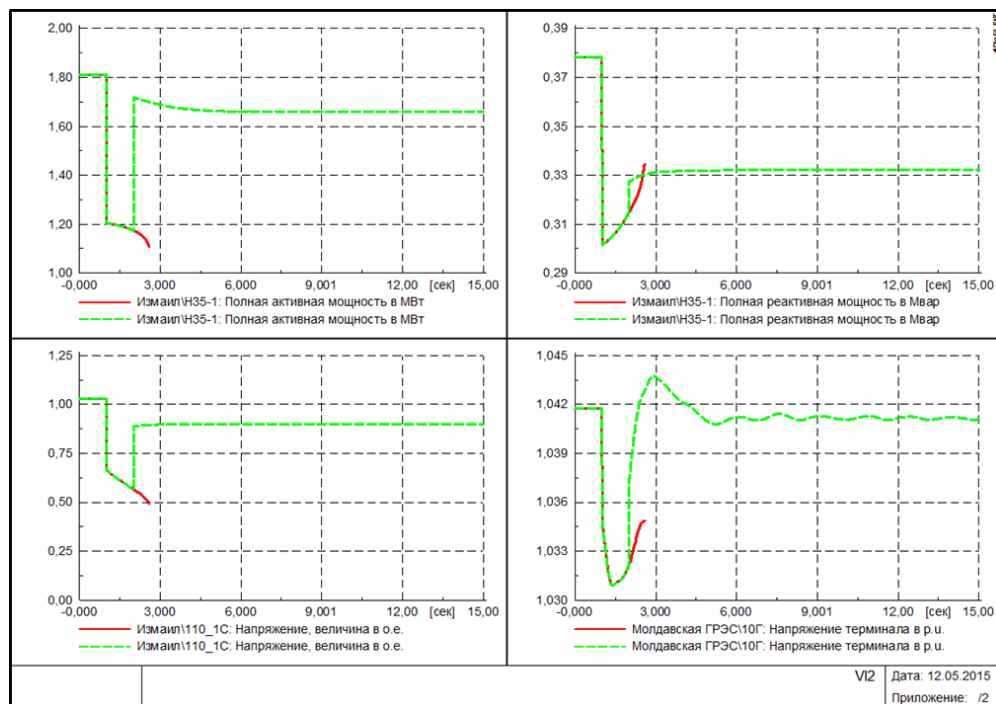


Рисунок 4.16- Моделювання логіки роботи ПА Півдня при вимкненні ПЛ 330 кВ «МдДРЕС - Арциз»: а) активна потужність навантаження на ПС 110 кВ «Ізмаїл», МВт; б) реактивна потужність навантаження на ПС 110 кВ «Ізмаїл», Мвар; в) напруга на ПС 110 кВ «Ізмаїл»; г) напруга на СШ Г-10 МдДРЕС.

Для попереднього тестування ефективності роботи ПА в перехідних режимах було виконано дослідження протікання перехідних режимів пов'язаних з аварійним вимкненням ПЛ. Модель ОЕС України було доповнено цифровою моделлю ПА Півдня, що дозволило врахувати її вплив на протікання перехідних процесів. Як показали результати розрахунків, ПА Одеси дозволяє попередити втрату стійкості енергосистеми пов'язану з виникненням «лавин» напруги після аварійного вимкнення ПЛ, що підтверджує ефективність її роботи [28].

#### **4.7 Налаштування комп'ютерної моделі комплексу протиаварійної автоматики для роботи з OPC-сервером**

Тестувальний комплекс за технологією MIL (Model In Loop) складається з 3-х компонентів:

- Модель електричної мережі в форматі ПЗ PowerFactory. Обчислювальний модуль для розрахунку ustalених режимів (УР). Надалі ПФ.
- Сервер OPC (SCADA, надходження сигналів ТС, ТВ, ТУ). За допомогою даних з сервера OPC виконується моніторинг стану мережі, моделювання подій, в даному випадку – відключення ПЛ. Надалі OPC.
- Програма SPS\_OHL-330\_Zap750-Zap\_DD\_330.py. Скрипт на мові Python, який моделює дію програмного забезпечення ПА ПЗЧОО. Надалі ПЗПА.

Взаємодія елементів комплексу. Дані на сервер OPC надходять з комплексу SCADA. За відсутності в даному випадку SCADA інформація надходить з самої ПФ (ініціалізація), або вносяться вручну (події). За умови зміни будь-якого із сигналів ПФ оновлює відповідні початкові дані і розраховує УР. В даному випадку початковими даними є положення вимикачів і навантаження на 8 ПС, що контролюються САВН. Результатами розрахунку ПФ є потужність по



контрольованому перетину, напруги на контрольованих ПС та дубльовані сигнали вихідних даних.

ПЗПА має дещо спрощений алгоритм, але наближений до алгоритму програмного забезпечення ПА ПЗЧОО. Структурно його можливо описати наступними кроками:

1. За умови виконання пускового фактору ФОЛ ПЛ МДРЕС-Арциз при ФРЛ або ФОЛ ПЛ Вулканешти-Болград 1 і 2 активується ЦК ПА і ЛА. ФОЛ – відключення ПЛ вимикачем з однієї (або обох) сторін. ФРЛ – out of service.
2. При перевищенні перетоку по перетину заданим значенням виконується зниження навантаження в об'ємі САВН ЦК ПА, відповідно до ТЗ (5 кроків). САВН застосовується у вигляді сигналів ТК навантаження в ОРС, а через нього в ПФ.
3. Після виконання ЦК ПА, за умови напруги на контрольованих ПС меншої ніж 99 кВ та якщо САВН на цій ПС не була активована, виконується зниження навантаження в об'ємі САВН.
4. Програма працює в замкненому циклі і має лише одну умову для завершення – «помилка ФРЛ або помилка заміру потужності ЛЕП», реалізовану для ПЛ МДРЕС-Арциз.

Навантаження знижується пропорційно до поточного навантаження контрольованої ПС. У разі, якщо поточне навантаження менше, ніж передбачено САВН, на екран виводиться попередження. За умови застосування САВН до такого навантаження, воно застосовується в повному обсязі існуючого навантаження. Якщо навантаження ПС дорівнює нулю також виводиться відповідне попередження про неможливість застосування САВН.

Нижче представлено покроковий алгоритм налаштування ОРС-сервера та програмного забезпечення PowerFactory для тестування моделі комплексу протиаварійної автоматики:

1. Запустити PowerFactory2017 в режимі двигуна («engine mode») і моделювання окремим потоком (див.рис. 4.17.). Варто зауважити, що для роботи з ОРС-сервером необхідна спеціальна ліцензія PowerFactory.

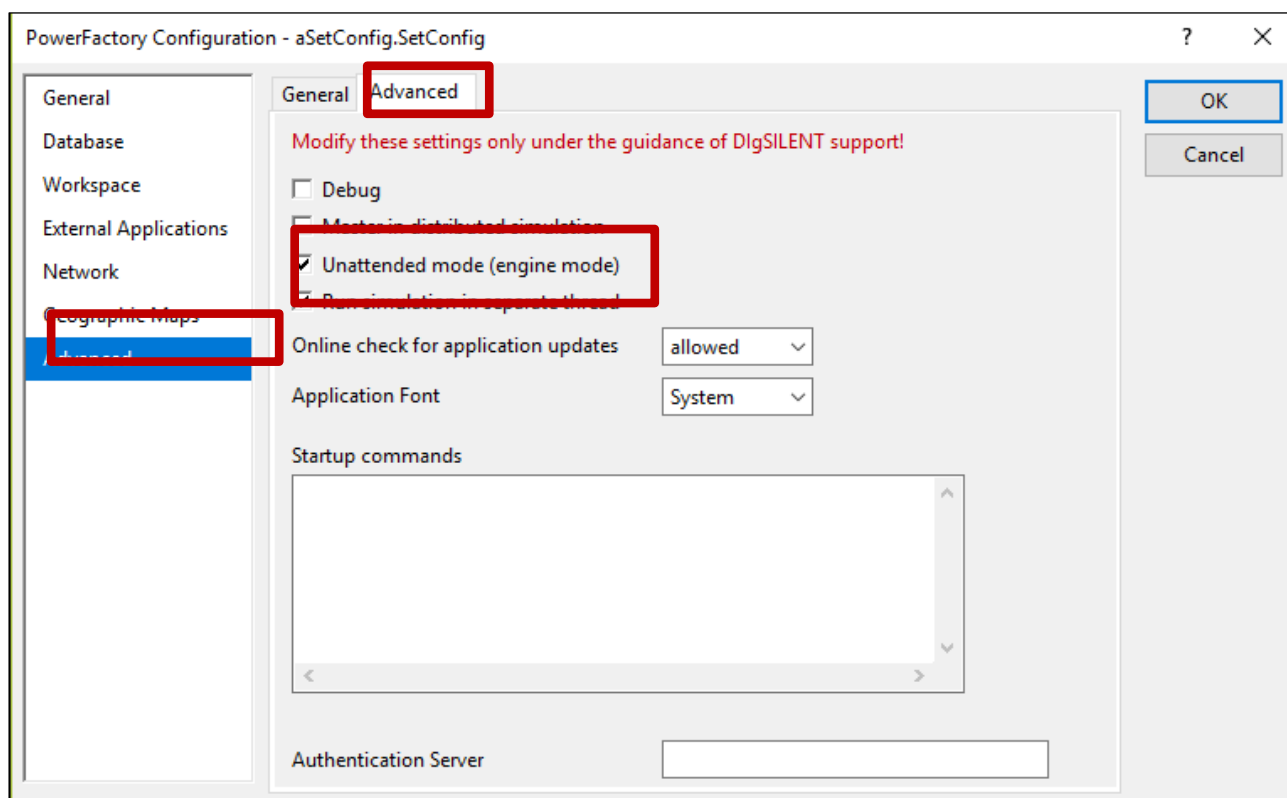


Рисунок 4.17- Налаштування PowerFactory для роботи з OPC-сервером

Активувати проект з моделлю мережі та моделлю комплексу протиаварійної автоматики (див.рис. 4.18.).

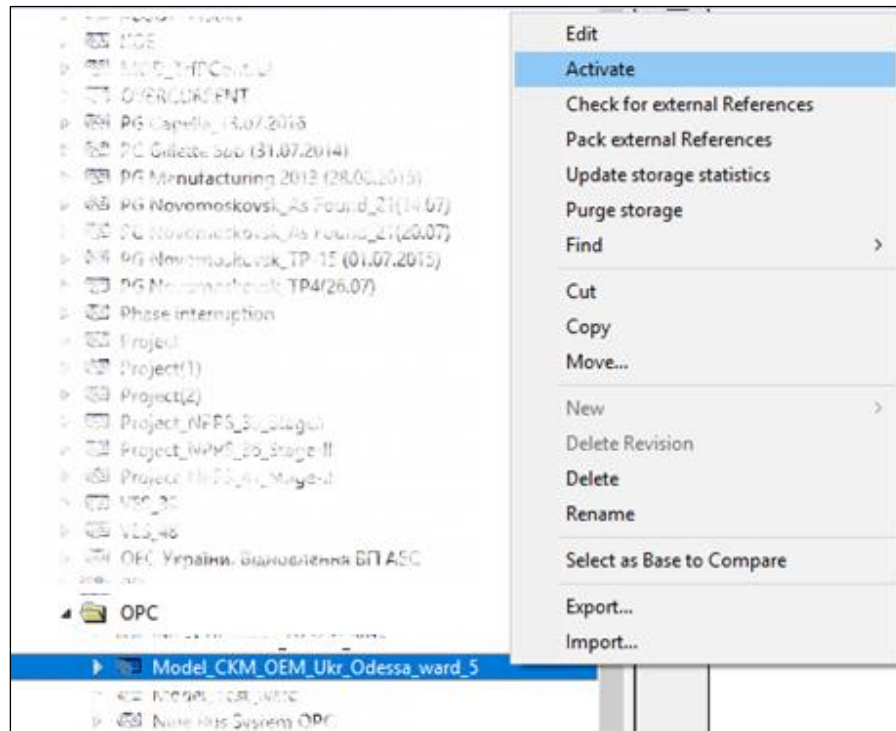


Рисунок 4.18- Запуск проекту в ПЗ PowerFactory

Обов'язково зробити копії оперативних сценаріїв і працювати тільки з ними, оскільки сценарії перезаписуються автоматично після їх деактивації (див. рис. 4.19.). Це недолік режиму двигуна (“engine mode”) ПФ.

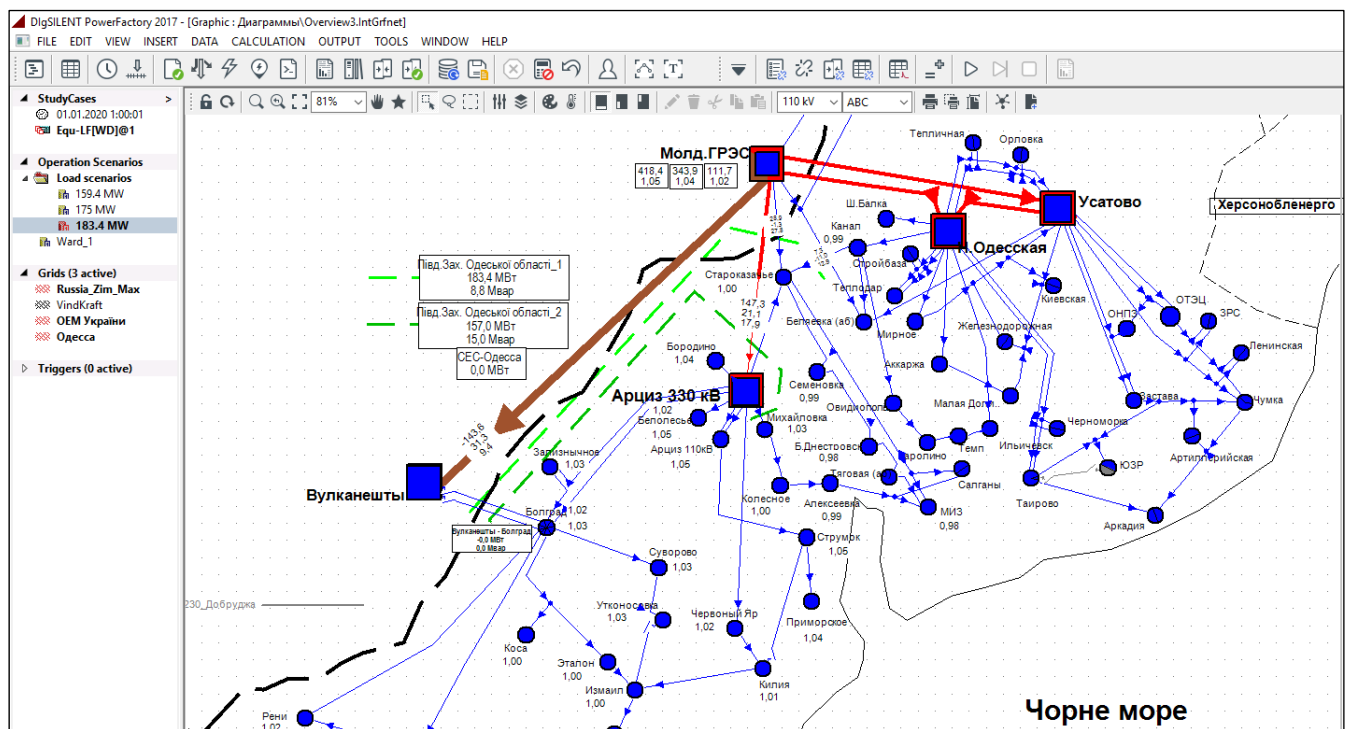


Рисунок 4.19- Вікно ПЗ PowerFactory

Запустити Matrikon OPC Server for Simulation. Імпортувати зв'язки з файлу C:\OPC\UA\_PZChOO.csv і згорнути вікно (див.рис. 4.20.). Сервер моделювання призначений для інтеграторів, розробників і всіх, хто використовує OPC.

MatrikonOPC Simulation Server є безкоштовною утилітою, яка використовується для тестування і усунення неполадок OPC додатків (клієнтів) і зв'язку з ними. Тестування додатків на «живих» серверах OPC може привести до втрати фактичних виробничих даних. MatrikonOPC Simulation Server створює середу для моделювання так, щоб в разі проблеми, ніякі реальні дані процесу не були втрачені.

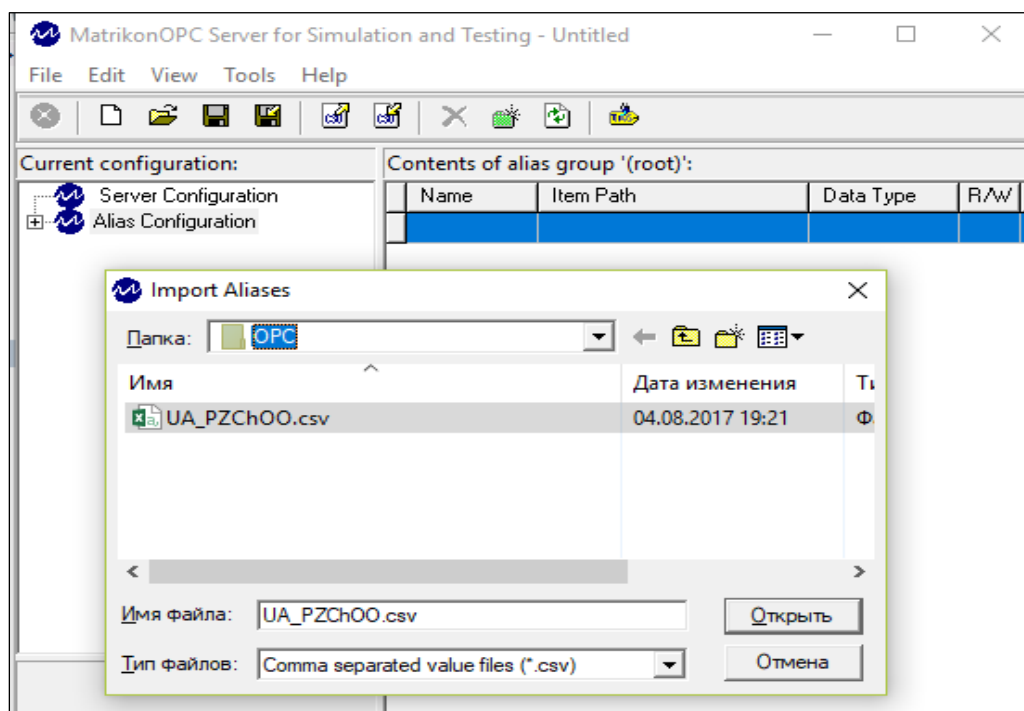




Рисунок 4.20- Імпорт зв'язків файлів серверу та ПЗ

Відкрити Matrikon OPC Explorer. Вибрати в панелі навігації Matrikon.OPC.Simulation.1  Matrikon.OPC.Simulation.1 і натиснути на опцію Connect.  (див. рис. 4.21.). Matrikon OPC Explorer - це спеціалізоване програмне забезпечення для роботи з OPC-серверами. Matrikon OPC Explorer-один з найпоширеніших у світі програмних пакетів для платформи OPC, повнофункціональний безкоштовний клієнт OPC, розроблений для допомоги під час встановлення, тестування та конфігурування серверів, сумісних із OPC.

Він розроблений компанією Matricon Inc, яка в даний момент є підрозділом Honeywell.

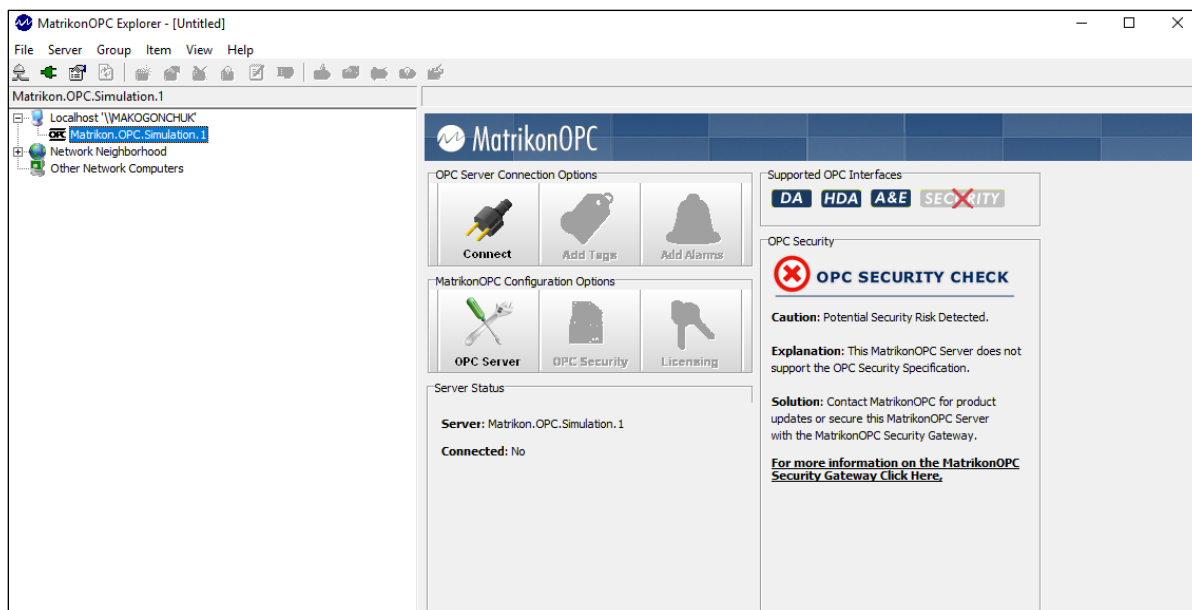



Рисунок 4.21- Робота з OPC Explorer

Потім натиснути на опцію Add Tags . У вікні що з'явилося виберіть Configured Aliases і через контекстне меню Add All Items to Tag List. З'явиться вікно наступного вигляду. Ліворуч панель навігації, праворуч – сигнали OPC. Поки що вони не ініційовані і всі дорівнюють 0 (див. рис. 4.22.).

В ПФ запустіть скрипт Online Dispatcher LDF, який виконує зв'язок параметрів моделі та сигналів OPC-сервера. При цьому в Matrikon OPC Explorer сигнали мають оновитися. Наступним кроком необхідно запустити скрипт на виконання, який виконує моделювання роботи ПЗПА.

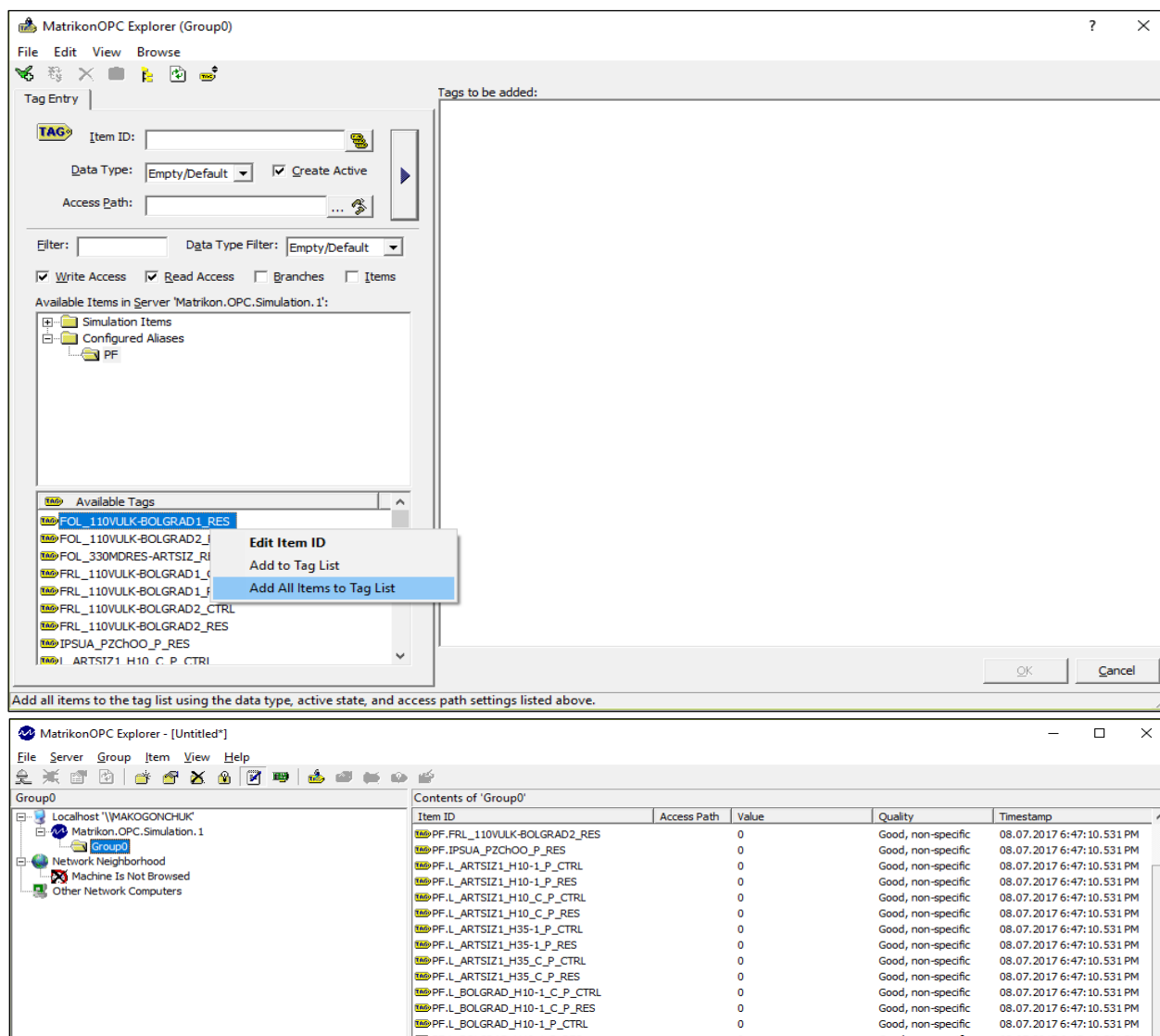


Рисунок 4.22- Налаштування OPC Explorer

Таким чином сформовано початкову конфігурацію для роботи ПЗПА

## Висновок

1. Визначено, що принципом роботи протиаварійної автоматики є обмеження навантаження споживачів при аварійному вимкненні повітряної лінії (ПЛ) 330 кВ в залежності від перетоку активної потужності по ній в доаварійному режимі контролю попереднього режиму (КПР).
2. Моделювання роботи підсистеми автоматики запобігання порушення стійкості (АЗПС) та автоматика попередження порушення стійкості (АППС), а саме комплексу протиаварійної автоматики, забезпечує

необхідний рівень надійності роботи енергосистеми району Південно-Західної частини Одеської області.

3. Здійснене моделювання роботи протиаварійної автоматики в регіоні Одеської області, а саме Ізмаїльської РЕМ, для виявлення на яких частинах ліній електропостачання потрібно встановлювати ПА, для нормалізації роботи енергопостачання. Моделювання підтвердило, що впровадження протиаварійної автоматики в регіоні Одеської області-доцільне.

## 5 СТАРТАП ПРОЕКТ «DOMYOS- PV»

У даному розділі проведено аналіз стартап проекту для визначення принципової можливості його ринкового впровадження та можливих напрямків реалізації цього впровадження.

### 5.1 Опис ідеї проекту

В таблиці 5.1. представлено цілісне уявлення про зміст та можливості проекту, а також про можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати потенційних клієнтів

Таблиця 5.1- Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Побудова ефективної сонячної електричної станції, для забезпечення потреб домогосподарства.	1. Комерційний – повне забезпечення електроенергією домогосподарства.	1. Підвищення рівня енергетичної ефективності. 2. Зменшення затрат на електроенергію.
	2. Співтоваристський – представлення альтернативних джерел енергії для домогосподарств	1. Підвищення енергоефективності домогосподарств 2. Вигідні економічні умови для споживача

В таблиці 5.2. описаний аналіз потенційних техніко-економічних переваг ідеї( чим відрізняється від існуючих аналогів та замінників) порівняно із пропозиціями конкурентів.



Таблиця 5.2- Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

Техніко-економічні характеристики ідеї	(потенційні) товари/концепції конкурентів				W(слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
	Мій проект	Системи цільового моніторингу	Системи питомих норм енергоспоживання	Автоматизовані системи прогнозування цільових функцій			
Надійність системи	1	2	3	4		1,2,4	3
Глобальність	1	2	3	4	3	2,4	1
Комплексність	1	2	3	4	3	4	1
Оперативність	1	2	3	4	3	1,2	4
Достовірність	1	2	3	4	3	1,2	4

Визначений перелік слабких, сильних та нейтральних характеристик та властивостей ідеї потенційного товару є підґрунтям для формування його конкурентоспроможності.

## 5.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В межах даного етапу проведено аудит технології СЕС, за допомогою якої можна реалізувати ідею проекту.

Визначення технологічної здійсненності проекту представлено у вигляді алгоритму.

Алгоритм моделювання та аналізу енергоспоживання будинку.

PV- моделювання:

- 1) Початок алгоритму;
- 2) PV inputs (дані сонячної інсоляції, температурні умови регіону);
- 3) Consumption inputs (дані про встановлення ел. Обладнання, ефективність його використання, режими роботи електричного обладнання);
- 4) Mat lab Simulink ( PV system model);
- 5) MS Excel consumption calculation;

- 6) Вихідні дані PV панелі, графік генерації потужності PV панелі, графік споживання електричної енергії, потреби в енергозабезпеченні, тарифи на вироблену та спожиту електричну енергію;
- 7) Simulation programs ( Розрахунок ефективності впровадження PV системи енергозабезпечення, економічне та технічне, оптимальний підбір обладнання для PV систем, контролери, інвертори, акумуляторні батареї);
- 8) Моделювання завершене;
- 9) Вивід оптимальних значень параметрів PV системи, термін окупності та прийняття рішень.

Складові алгоритму моделювання наступні:

1 – визначення типу досліджуваної моделі; 2 – отримання вхідних параметрів телеметричних та паспортних даних; 3 – отримання варіативних вхідних даних з цифрових лічильників; 4 – розрахунок PV системи в середовищі Matlab Simulink; 5 – обчислення енергоспоживання домогосподарства MS Excel; 6 – отримання інформації про модельовану PV установку, визначення прогнозованих обсягів згенерованої та спожитої електроенергії; 7 – визначення за допомогою PVGIS 5 та Sunny Design 4.0.4 Pro техніко-економічної ефективності роботи моделі протягом обраного періоду та проведення оптимального підбору обладнання; 8 – фіксація досягнутого оптимального варіанту функціонування моделі; 9 – визначення терміну окупності та вибір споживачем остаточного рішення щодо побудови ЛЕС. Комерційні та приватні Photovoltaic (PV) системи забезпечення електроенергією сприяють збільшенню частки виробництва електроенергії, за рахунок постійного здешевлення складових обладнання, мінімізації екологічних проблем та застосування різних економічних стимулів для їх реалізації.

Проектування PV систем передбачає проведення попередніх інженерних та будівельних розрахунків, потім проектного аналізу та погодження в енергетичних інстанціях. Використання вище вказаних етапів підготовки та залучення спеціалістів є коштовним і не завжди переходить від етапу проекта до етапу реалізації. Виходом з цієї ситуації є підбір праграм для створення

експрес-аналізу (програми допоміжника) для проектної та вартісної оцінки майбутнього проекту [37] .

### 5.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

В даному розділі визначено ринкові можливості, що можуть бути використані під час ринкового впровадження проекту, та ринкових загроз, які можуть перешкодити реалізації проекту. Сплануємо напрями розвитку проекту з урахуванням стану ринкового середовища, потреб потенційних клієнтів та пропозицій проектів конкурентів.

Аналіз динаміки та розвитку попиту на проект проведено та представлено результат у таблиці 5.3.

Ринок має середню ступінь привабливості для входження. Середня норма рентабельності досить велика, а наявність подібних проектів, є досить ризикованим з точки зору впровадження на ринок. У таблиці 5.5. визначені основні групи клієнтів стартапу та їх характеристика.

Аналіз ринкового середовища з точки зору загроз та можливостей представлено у таблицях 5.5. – 5.6.

З огляду на конкурентну ситуацію проект може існувати на ринку енергетичних послуг за умови ефективності та стабільності роботи, а також за умови постійного вдосконалення та аналізу попиту на власні послуги та послуги конкурентів.

Таблиця 5.3- Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту

Показники стану ринку	Характеристика
1. Кількість головних гравців, од	7
2. Загальний обсяг продаж, грн./ум. од	27000
3. Динаміка ринку	стагнує
4. Наявність обмежень для входу	Частково обмежений. Даний проект має високу вартість на етапі впровадження.
5. Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Стандарт ISO – 9001 і 14001
6. Середня норма рентабельності в галузі, %	34

Таблиця 5.4- Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту

Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія	Відмінності у поведінці різних потенційних цільових груп клієнтів	Вимоги споживачів до товару
Підвищення енергетичної ефективності	Будь яка група споживачів	Не передбачено	Надійність, ефективність, доступність

Загальні риси конкуренції на ринку представлені у таблиці 5.7.

Більш детальний аналіз умов конкуренції представлений у таблиці 5.8.

Таблиця 5.5- Фактори загроз

Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
Ціна на послуги	Сонячні панелі мають високу вартість на етапі впровадження.	Зменшення вартості сонячних панелей, шляхом власного виробництва.
Недостатня обізнаність споживача	Системи СЕС на українському ринку є інновацією і для клієнта досить ризиково використовувати дану послугу.	Реклама, комунікативні методи зв'язку з потенційними клієнтами.

Таблиця 5.6- Фактори можливостей

Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
Новизна	Досить свіжий погляд у сфері енергоефективності.	Рекламувати продукт як інноваційний.
Автономність електропостачання	Електроенергетична автономія домогосподарства.	Постійне вдосконалення ефективності СЕС.
Масштабованість	Можливість збільшення масштабу СЕС, за допомогою доведення додаткових секцій сонячних панелей.	Удосконалення даної складової.

Таблиця 5.7- Ступеневий аналіз конкуренції на ринку

Особливості конкурентного середовища	В чому проявляється дана характеристика	Вплив на діяльність підприємства( можливі дії компанії, щоб бути конкурентноспроможною
1. Тип конкуренції - чиста	Програми моніторингу та контролю.	Маркетинговий відділ сприятиме інформаційному забезпеченню споживача.
2.Локальний рівень конкурентної боротьби	За межами України вже існують «Автономні СЕС домогосподарств».	Розвиватись та шукати шляхи вирішення даної проблеми.
3.Нецінова конкуренція	Даний продукт не матиме фіксованої ціни.	На ціну впливатимуть безліч факторів.

Таблиця 5.8- Обґрунтування факторів конкурентоспроможності

Фактор конкурентноспроможності	Обґрунтування
Комп'ютеризація	Можливість керування СЕС через додаток віддалено доступу.
Мобільність	Можливість зміни локації встановленої СЕС.
Економічність використання	Кожний споживач має економічну вигоду у використанні СЕС домогосподарства.

Перелік ринкових загроз та ринкових можливостей складається на основі аналізу факторів загроз та факторів можливостей маркетингового середовища. Ринкові загрози та ринкові можливості є наслідками (прогнозованими результатами) впливу факторів, і, на відміну від них, ще не є реалізованими на ринку та мають певну ймовірність здійснення. Наприклад: зниження доходів потенційних споживачів – фактор загрози, на основі якого можна зробити прогноз щодо посилення значущості цінового фактору при виборі товару та відповідно, – цінової конкуренції (а це вже – ринкова загроза). Результат проведення SWOT аналізу представлено у таблиці 5.9.

Таблиця 5.9- SWOT-аналіз стартап-проекту

Сильні сторони	Слабкі сторони
1) Високий попит на підвищення енергоефективності. 2) Простота використання проекту. 3) Підтримання сучасній Європейських «трендів».	1) Новизна проекту – багато ризиків. 2) Висока вартість на етапі впровадження. 3) Низький рівень кваліфікованих фахівців в даній сфері господарства.
Можливості	Загрози
1) Позитивна тенденція росту популярності використання автономних СЕС домогосподарств. 2) Розвиток впровадження «зеленого тарифу».	1) Зростання конкуренції. 2) Політична ситуація в країні. 3) Висока вартість модернізації проекту.

На основі SWOT-аналізу розроблено альтернативи ринкової поведінки (перелік заходів) для виведення стартап-проекту на ринок та орієнтовний оптимальний час їх ринкової реалізації з огляду на потенційні проекти конкурентів, що можуть бути виведені на ринок. Визначені альтернативи аналізуються з точки зору строків та ймовірності отримання ресурсів представлені у таблиці 5.9.

#### 5.4 Функції стартап проекту

Експрес-аналіз енергозабезпечення будинку можна поділити на три основні етапи

##### 1. Підготовчий:

–бюджетне планування (розрахунок інвестиційного потенціалу проекту в програмних комплексах системного довгострокового планування LEAP та RETScreen);

–проведення аналізу споживання електроенергії, який виконується в якості додатку в програмному забезпеченні MS Excel CREST Domestic electricity demand model показано рисунку 5.1.

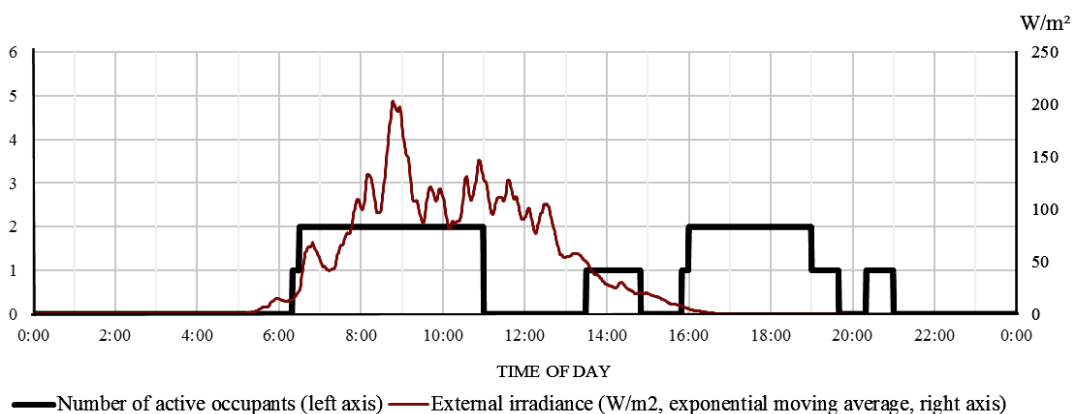


Рисунок 5.1. – Моделювання споживання електроенергії на основі  
CREST Domestic electricity demand model

2. Моделювання за вхідними параметрами майбутньої системи енергозабезпечення в програмних середовищах Matlab Simulink, Homer Energy. Визначення втрат в мережі, їх вплив на функціонування PV системи.

3. Перевірка та оцінка обраного обладнання, економічної доцільності та потенціалу використання PV систем забезпечення електроенергією у якості основного, або додаткового джерела живлення будинку в програмних комплексах PVGIS, Sunny Design. Використання програмного забезпечення PVGIS 5. PVGIS5 - програмний продукт, розроблений у Спільному дослідницькому центрі Європейської Комісії за допомогою нових функцій та вдосконалених методів обчислення систем ПВ. Програма автоматично отримує дані про сонячну інсоляцію з Національної бази даних сонячної радіації (NSRDB). Програма має функцію погодинних часових рядів даних. Цей параметр виводу має доступ до всіх даних, що використовуються для обчислення результатів PVGIS 5. PVGIS5 може розраховувати погодинну сонячну освітленість та потужність фотовольта. Ці дані доступні для завантаження лише у форматі CSV, що відповідає електронним таблицям та засобам обробки даних, таких як Python, Retscreen або Matlab [24 ,28].

Відповідно до запропонованого алгоритму дослідження в програмі PVGIS5, прив'язка місця розташування була зроблена відповідно до місця розташування будівлі в місті Києві: Розташування: 50 ° 26'20 "північ, 30 ° 34'0" схід, висота:

90 м надм. Номінальна потужність системи ПВ: 2600 Вт. Нахил модулів: 35 град. Розмір акумулятора: 12 В, 1000 Ач. Межа відключення скидання (%) 40%.

Витрата в день: 41095 Вт. Кількість днів, використаних для розрахунку: 1827. Відсоток днів, коли акумулятор повністю розрядився: 100%. Середня відсутність енергії: 33250Вт / год. На рисунку 5.2. показано еквівалентну схему панелі PV.

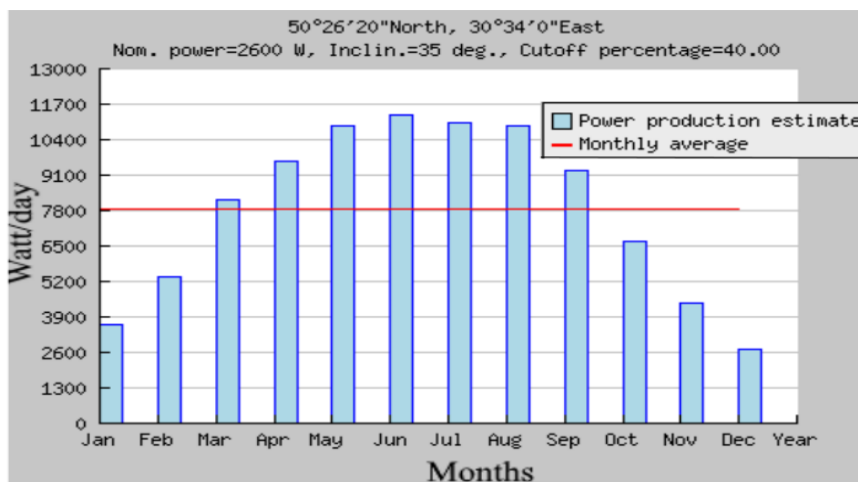


Рисунок 5.2. - Еквівалентна схема панелі PV

Показано орієнтовну добову кількість електроенергії, виробництво якої можна очікувати щомісяця із системи ПВ із введеними властивостями. Вони також містять дані про середньорічне виробництво на день. Середнє виробництво енергії в день (Wh / day): січень: 3595, лютий: 5363, березень: 8178, квітень: 9630, травень: 10906, червень: 11326, липень: 11039, серпень: 10908, вересень: 9251, жовтень: 6693, Листопад: 4411, грудень: 2701, весь рік: 7841).

Використання програмного забезпечення Sunny Design Pro Sunny Design Pro - оптимальна програма для фотоелектричних установок, підключених до мережі. Перевагами програми є: поточна база даних фотоелектричних модулів; використання метеорологічних даних високої роздільної здатності; генерація проектних пропозицій; Оцінка енергії в операційному році; прогноз прогнозованого власного споживання; Індивідуальний розрахунок оптимальних розмірів для інверторів [28].



Дані проектування ПВ, показані на рис. 8: Загальна кількість модулів PV: 36; Пікова потужність: 10,80 кВА; Кількість перетворювачів ПВ: 2; Номінальна змінна потужність перетворювачів ПВ: 11,00 кВт; Активна потужність змінного струму: 11,00 кВт; Коефіцієнт активної потужності: 101,9%; Річна врожайність \*: 12 487,17 кВт · г; Коефіцієнт використання енергії: 100%; Коефіцієнт продуктивності \*: 85,6%; навантаження: 5,00 кВА; Річне споживання енергії: 15 000 кВт · г; Самоспоживання: 5 760,73 кВт / год; Квота власного споживання: 46,1%; Квота самодостатності: 38,4%; Щорічна номінальна пропускна здатність акумулятора: 411.

Таким чином, видно, що при необхідності електропостачання будинку на 4 людини до ПВ-станції потужністю 15 000 кВт буде покривати приблизно 83% потреб (12552 кВт · г). Отримані оціночні характеристики досліджуваної системи: квота самодостатності: 38, 4%; квота власного споживання: 46,6%.

Розподіл фотоелектричної енергії: енергоємність: 12 487 кВт · г; власне споживання: подача в сітку 5761 кВт / год: 6 726 кВт · г; придбана електроенергія: 9 239 кВт · г. На рисунку 5.3. наведено результати високого власного споживання.

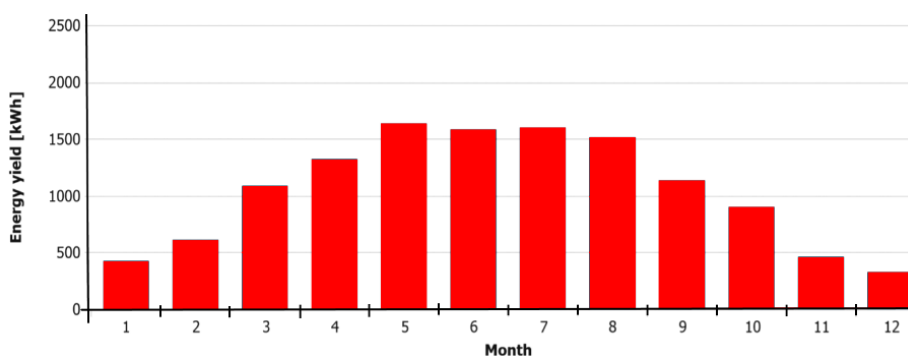


Рисунок 5.3.—Результати без високого власного споживання.

## 5.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту

Визначення ключових потенційних переваг проекту представлено у таблиці 5.10.

Таблиця 5.10- Визначення ключових переваг концепції потенційного товару

Потреба	Вигода, яку пропонує товар	Ключові переваги перед конкурентами
Висока плата за електроенергію	Постійний моніторинг рівня енергоефективності	Допомога в прийнятті рішень
Низька ступінь керування попитом на електроспоживання	Дозволяє виявити, які фактори найбільше впливають на електроспоживання	Управління електроспоживанням

Трирівнева маркетингова модель потенційного товару представлена у таблиці 5.12.

В таблиці 5.12. представлений аналіз визначення оптимальної системи збуту, в межах якого приймається рішення.

Останньою складовою маркетингової програми є розроблення концепції маркетингових комунікацій, що спирається на попередньо обрану основу для позиціонування, визначену специфіку поведінки клієнтів. Результат сформульовано у таблиці 5.11.

Таблиця 5.11- Визначення меж встановлення ціни

Рівень цін на товари замітники	Рівень цін на товари-аналоги	Рівень доходів цільової групи споживачів	Верхня та нижня межі встановлення ціни на послугу
15000-18000грн.	13500-16000 грн.	Залежить від масштабів СЕС.	7000 грн.

Таблиця 5.12- Формування системи збуту

Специфіка закупівельної поведінки цільових клієнтів	Функції збуту, які має виконувати постачальник товару	Глибина каналу збуту	Оптимальна система збуту
Отримання товару із рук довіреної енергетичної компанії, через яку клієнт виходить до виробника	Продавати товар, рекламувати виробника товару	Дво-трьорівневий	Залучена

Таблиця 5.13- Концепція маркетингових комунікацій

Специфіка поведінки цільових клієнтів	Канали комунікацій, якими користуються цільові клієнти	Ключові позиції, обрані для позиціонування	Завдання рекламного повідомлення	Концепція рекламного звернення
Недовіра до продавця, потреба в перевірці.	Інтернет	Контроль, планування Простий Надійний Точний	Виклик випробувати продукт. Завоювання довіри	Контроль ефективності енерговикористання Навіщо переплачувати гроші. Зараз, або ніколи!

## 5.6 Базові методи для прогнозування генерації електроенергії та методи прогнозування

Ясна сонячна погода призводить до зростання генерації електрики, а дощові дні і похмура погода з щільною хмарністю викликають падіння обсягів вироблення електроенергії. Але погодою ми управляти ще не навчилися, тому актуальним питанням є необхідність прогнозування обсягів електроенергії, яку виробить сонячна електростанція. Якісні прогнози майбутньої генерації електрики дозволяють виробникам електроенергії та мережевим операторам активно управляти змінною продуктивністю сонячних електростанцій, тим самим оптимально інтегруючи сонячні ресурси в загальну енергосистему країни.

Метод Total sky imagery. Total sky imagery - метод, який використовується для прогнозування генерації електрики сонячною електростанцією буквально в режимі реального часу. Цей метод дозволяє досить точно передбачити генерацію на 10-30 хвилин вперед. Прогноз генерації електроенергії на основі аналізу зображення неба складається з 4 операцій:

Отримання зображення неба в районі установки сонячної електростанції – для цього роблять знімки хмарної ситуації з поверхні землі;

Аналіз отриманих даних, визначення типу хмар (розрізняють тонкі і товсті хмари); Оцінка вектора руху хмар - для цього використовується послідовність з декількох знімків; Використовуючи розташування хмар, а також отримані дані

про вектор їх руху для короткострокового імовірнісного хмарного покритву, розраховує потужність сонячного опромінення і створюється прогноз генерації електрики.

Прогнозування сонячної активності на термін до 1 доби. Більшість прогнозів метеорологічної ситуації на тривалі, більше 1 доби, відрізки часу засновані на використанні чисельних прогнозів погоди (від англійської Numerical weather prediction - NWP), які активно використовуються практично у всіх сферах діяльності, де необхідно враховувати вплив природних факторів.

Просторово-часова інтерполяція і згладжування. Так як чисельні прогнози погоди прораховуються для окремих точок простору, їх використання в конкретній точці місцевості вимагає деякої форми інтерполяції. Найпростіший спосіб - це взяти результати прогнозів для двох найближчих точок і провести згладжування/усереднення результатів. Чим більше прогнозів для сусідніх точок, розташованих біля необхідної точки на місцевості, буде використано, тим точніший результат буде отримано в результаті.

Модель чисельного прогнозу погоди з корекцією на основі статистики. Після отримання точкових прогнозів з використанням чисельних прогнозів погоди, вони можуть бути скориговані шляхом порівняння з даними метеоспостережень протягом попередніх спостережень - такий підхід дозволяє значно поліпшити точність прогнозів, тому що вони враховують місцеві особливості.

Сонячні симулятори – нові можливості для PV-бізнесу. Розвиток сонячної енергетики, що останнім часом потужно стимульований падінням вартості PV-компонентів, стикається з новим викликом. В тих районах, де є гарантовано висока сонячна іррадіація, потреба у нових електрогенеруючих потужностях поки є не настільки високою, отже з'являються або вже існують інфраструктурні та інші обмеження в побудові нових PV-станцій. В той же час там, де на мапі сонячної генерації ще містяться білі плями, важко достеменно оцінити привабливість розташування бізнес-проекту з PV-енергетики та обрати

перспективну бізнес-модель для нього. Вирішити цю проблему покликані сонячні симулятори.

Незадоволена потреба. В умовах, коли економічна складова для втілення PV-проектів стає дедалі привабливішою та широко втілюються інноваційні технології оперативного вимірювання та задоволення попиту на енергію, вдосконалюються мікромережі та здешевлюються автономні рішення, справді з'являються нові виклики для інвестування у PV-сектор. Водночас діють протинаправлені тенденції. Великі корпорації першими опановують привабливі з точки зору віддачі сонце/енергія/прибуток великі місцини і будують там масштабні проекти, які можуть не мати в ближчому часі додаткових споживачів енергії, або абонують всі наявні місцеві інфраструктурні (мережеві) можливості, тобто штучно обмежується доступ нових учасників до PV-бізнесу.

З іншого боку, там, де є потреба у додатковій генерації, проникнення PV-установок викликає певні заперечення з огляду на фактичну ефективність (енергетичну та фінансову), досягну на розгляданій локації, що також обмежує привабливість інвестування. Різновиди та призначення. В агенції IRENA наголошують, що наразі це найліпший час для значного поступу в розвитку міської PV-структури. Проте муніципальні планувальники та бізнес-структури мають спиратися на надійні дані з геолокації та місцевої економіки, що дозволять обґрунтовано розробити оптимальний інвестпроект. Звичайно, обрахунки починаються із оцінки сонячного потенціалу на поверхнях, що можуть бути використані для вбудованих в дім (BIPV) або дахових PV-панелей. Існують три методики для цього:

Методологія вибірки: на базі обраної ділянки невеликої площі проводяться детальні обрахунки, де ці дані апроксимуються на всю міську забудову.

Методологія багатовимірної вибірки проб: досяжна площа пробної ділянки співвідноситься із щільністю населення, що проживає у домах певного типу та апроксимується на загальну кількість міського населення.

Методологія суцільного перепису: повністю провадиться статистика досяжних площ, кількості населення, пропорції поміж житлом, комерційною та

промисловою забудовою, потребою та характером енергоспоживання, що супроводжується складанням повної 3D-моделі міста.

Окрім обраної методології суттєво варіюється рівень складності сонячних стимуляторів. Приблизно половина з них налаштована на оцінювання потенціалу сонячного освітлення, інша половина – на оцінку технічного потенціалу та графіку генерації. Складність також розрізняється за повнотою розрахунків: одні здатні обраховувати лише статистичні карти, інші – оцінювати технічний потенціал за фіксованими показниками, найбільш розвинуті системи можуть інтерактивно моделювати різні ситуації при зміні вхідних даних щодо рельєфу, потреби у споживанні чи фінансової складової. За дослідженням IRENA рівні складності сонячних кадастрів розрізняються від базового (за рівнями іррадіації), середнього (вказує найбільш технічно придатні для PV-проектів ділянки) до просунутого (додатково враховує фінансові чинники та оцінку прибутковості інвестування). Дивитись рисунок 5.4.

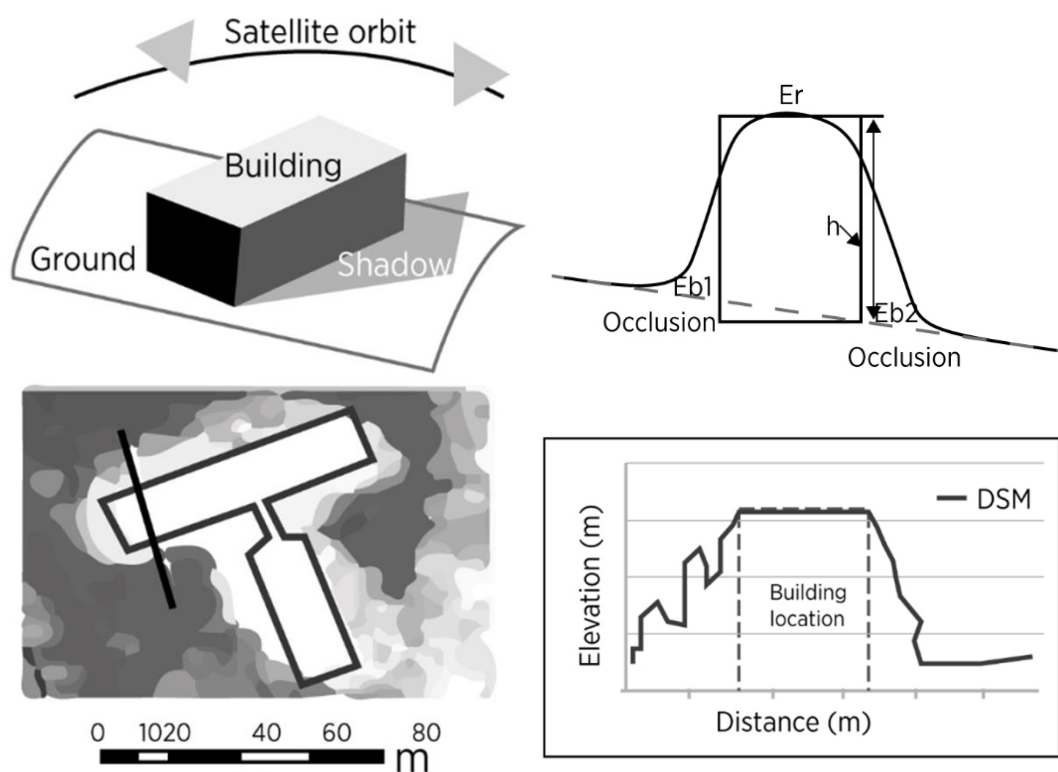


Рисунок. 5.4- Усунення в симуляторі невизначеності від стереозображення для генерації DEM: а) супутникові знімки місцини щонайменше з двох позицій; б) цифрове підвищення контрасту; в) накладання фактичних меж даху; г)

програмне усунення артефактів від накладання зображень [35]. Джерело: IRENA, «Solar simulators: Application to developing cities», січень 2019.

### 5.7 Вимірювання напруги в системі моніторингу роботи сонячної панелі

Важливо здійснювати у режимі реального часу, оскільки це дозволяє контролювати продуктивність модулів, з яких складається сонячна панель, а також є найточнішим способом визначення збоїв у роботі системи [39]. Постійна напруга вимірюється за допомогою простої схеми розподілу напруги, що призводить до зниження напруги до вимірюваного діапазону. На рисунку 5.5. наведено орієнтовну генерацію у відносних одиницях.

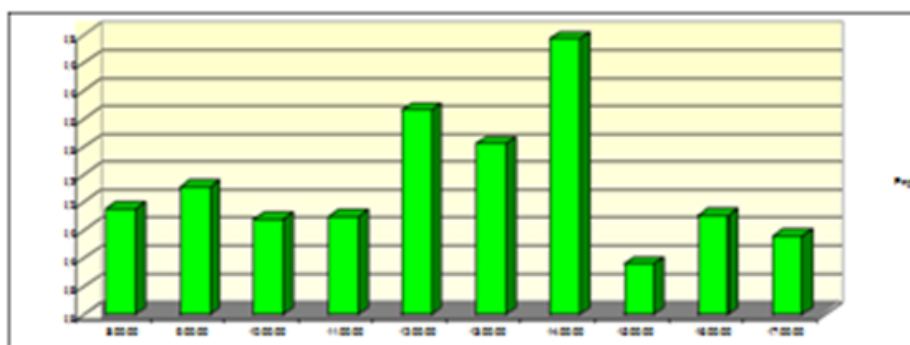


Рисунок 5.5- Орієнтовна генерація у відносних одиницях від встановленої потужності з 8:00 до 17:00 в хмарний день (3 липня)

На рисунку 5.6. наведено орієнтовану у відносних одиницях встановленої потужності.

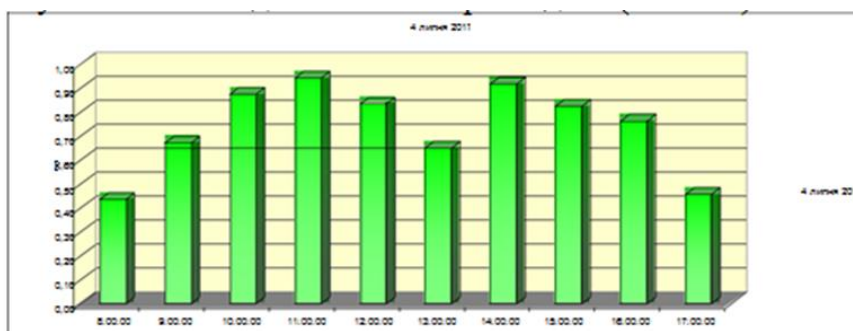


Рисунок 5.6- Орієнтовна генерація у відносних одиницях від встановленої потужності з 8:00 до 17:00 в ясний день (4 липня)

Багато сонячної радіації, поглиненої модулем сонячної панелі, не перетворюється в електричну енергію, а нагріває модуль [36-37], що призводить до збільшення струму короткого замикання приблизно на 0,1% на 1 °C та зменшення напруги приблизно на 2 мВ на 1°C. Тому параметр «температура» є важливим параметром для вимірювання, щоб передбачити продуктивність системи сонячної панелі. Збір даних здійснюється контролером, який використовується для збору даних з різних сенсорів перед відправленням їх на центральний комп'ютер. Дані з сенсорів складаються з аналогових сигналів, які контролер потім перетворює на цифрові дані для зберігання, аналізу та презентації. Існує велика кількість баз даних, доступних для використання на смартфоні на основі Android: SQLite, Sybase SQL Anywhere, OracleDBLite, IBM DB2 Everyplace. Існує три основних типи серверів, які можна запустити на смартфонах на базі Android (див.рис. 5.7.). Щоб запуснитись як сервер, пристрій Android повинен мати протоколи для обміну інформацією. Кожен протокол – це набір правил підключення, які виконуються всіма комп'ютерами або програмами для підключення до сервера. Три типи – веб-сервер, файловий сервер, медіа-сервер [38-40].

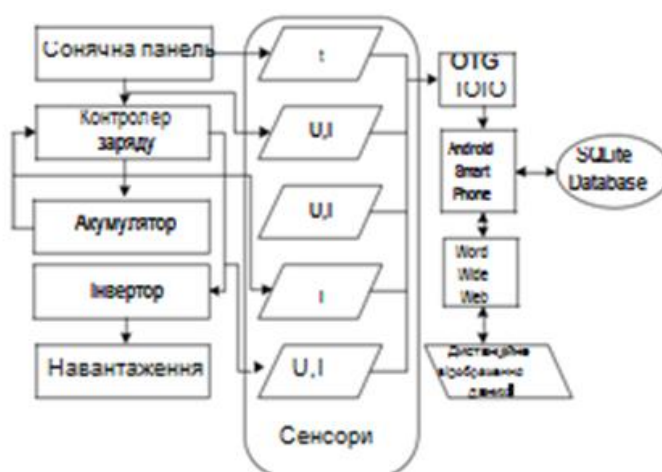


Рисунок .5.7- Схема системи моніторингу параметрів режиму роботи сонячної панелі

Сенсори напруги та струму між модулем сонячної панелі та контролером заряду вимірюють потужність, вироблену сонячною панеллю. Сенсори напруги



та струму між контролером заряду (функцією заряджання) та батареєю вимірюють потужність акумуляції. Сенсор струму між акумулятором та регулятором заряду (функція завантаження) у поєднанні з сенсором напруги між акумулятором та контролером заряду (функція зарядки) буде вимірювати потужність, що видає акумулятор [40]. Сенсори напруги та струму між контролером заряду (функція завантаження) та інвертором потужності вимірюють потужність, яка генерується батареєю за допомогою силового інвертора. Зібрані аналогові дані будуть оброблені та оцифровані контролером IOIO OTG. Цифрові дані будуть передані на смартфон (Android), де вони будуть зберігатися в базі даних SQLite. Смартфон (Android) також буде працювати як сервер, і збережені дані будуть доступні через Internet.

### **Висновок**

1. Здійснення аналізу передумови для побудови та функціонування систем Energy Smart Community, як базовий крок до створення VPP . Визначено завдання оптимізації використання електроенергії з енергосистеми. Описано зв'язки з іншими smart системами забезпечення електроспоживання. Проведено аналіз ефективності PV модулів за допомогою програмного модуля в системі Matlab Simulink. Визначено залежності генерації електроенергії в залежності від впливу рівня сонячної інсоляції та перехресного будинкового затемнення.
2. Наведено алгоритм адаптації систем Energy Smart Community на технічному та економічному рівні рівнях Virtual Power Plant. Показано, що перевагою експрес-аналізу його універсальний підхід та доступність до звичайного користувача з можливістю використання спеціалізованих техніко-економічних програмних комплексів.
3. Проаналізовані розрахунки та дослідження дають змогу оцінити доцільності впровадження PV систем для приватного домогосподарства і вказують на перспективу подальшого використання їх в якості додаткового програмного забезпечення виконання досліджень, пов'язаних з PV системами. Визначено, що використання експрес-аналізу

є доцільним на першому етапі визначення можливості та ефективності будівництва PV систем забезпечення електроспоживанням приватного будинку або домогосподарства, які постають сьогодні основними складовими систем ESC.

4. Розроблено стартап- проект «DOMYOS- PV», який дає змогу зробити експрес- аналіз власного домогосподарства, для визначення умов встановлення сонячної електричної станції.

## ВИСНОВКИ

1. Проведений аналіз показав, що ВДЕ допомагає зменшити залежність від імпорту енергії. Удосконалення протиаварійного керування енергосистеми, шляхом розробки структури комплексу адаптивної системи протиаварійної автоматики. За результатами дослідження, визначено режими роботи, альтернативних джерел енергії. Проаналізовано фактичні показники попиту на електричну енергію, обсяги розподілу електричної енергії мережами ОСР в Одеській області.
2. Аналіз функціонування протиаварійної автоматики в розподільних мережах показав, що підсистеми АОЗН, створені на базі діючих вимог електропостачання ПЗЧОО, не здатні запобігти лавинні зниження напруги в аварійних ситуаціях з дефіцитами реактивної потужності. Отримані результати свідчать, що для основних вузлів навантаження ЕЕС повинні бути визначені значення максимально можливих дефіцитів реактивної потужності для визначення дозувань керуючих впливів АОЗН для Одеської області.
3. Проаналізовані втрат електроенергії на її передачу, визначені проблеми функціонування мережі 110 кВ та нижче. Зроблено висновки, що одним із важливих напрямків розвитку є впровадження інтелектуального обліку. На сьогоднішній день пристроїв аналізу показників якості електроенергії встановлені лише в місцях приєднання СЕС в Південно- західній частині Одеської області. Відсутність пристроїв фіксації показників якості електроенергії в ПЗЧОО не дозволяє коректно виявити причину відхилень показників якості електроенергії від нормованих. Для забезпечення контролю показників якості електроенергії необхідно встановити пристрої фіксації показників в регіоні Ізмаїльської РЕМ.
4. Проведене комп'ютерне моделювання для тестування комплексу протиаварійної автоматики. Моделювання роботи підсистеми АЗПС та АРОЛ як комплексу протиаварійної автоматики, забезпечує необхідний рівень надійності роботи енергосистеми району ПЗЧОО.

Тому основним принципом роботи протиаварійної автоматики є обмеження навантаження споживачів при аварійному вимкненні повітряної лінії (ПЛ) 330 кВ в залежності від перетоку активної потужності по ній в до-аварійному режимі (КПР).

5. Розроблено стартап проект, визначено основні режими функціонування споживача як ключового елемента майбутнього розумного енергетичного середовища. Проведені розрахунки та дослідження дають змогу оцінити доцільності впровадження PV систем для приватного домогосподарства і вказують на перспективу подальшого використання їх в якості додаткового програмного забезпечення виконання досліджень, пов'язаних з PV системами.

Використання експрес-аналізу є доцільним на першому етапі визначення можливості та ефективності будівництва PV систем забезпечення електроспоживанням приватного будинку або домогосподарства, які постають сьогодні основними складовими систем ESC. Описані етапи експрес-аналізу є максимально наближеними до розрахункових та програмних засобів, які використовуються та є науковими обґрунтованими компаніями розробниками.

6. Робота виконана в рамках договору про співробітництво між «Інститутом енергозбереження та енергоменеджменту» Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», та Інститутом «електродинаміки» НАН України.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж. Проект. AF-Mercados EMI; Національна комісія з регулювання електроенергетики України; European Bank; EXERGIA; RAMBOLL. 2011.
2. Авраменко В.Н. Модели, методы и программные средства для расчета и анализа переходных режимов и устойчивости ЭЭС // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. – 2007. – Вип. 18. – С. 12–26.
3. Прихно В.Л. Иерархические принципы формирования моделей установившихся режимов на основе телеметрической информации // Техн. електродинаміка. Темат. вип. «Проблеми сучасної електротехніки». – 2006. – Ч.1. – С. 22–27.
4. Стогний Б.С., Ущаповский К.В., Мольков А.Н. Система глобального мониторинга, синхронизации и регистрации системных параметров ОЭС Украины – основа нового качества автоматизированного и оперативного управления // Энергетика та електрифікація. – 2006. – № 4. – С. 8–11.
5. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Слинько В.М. Створення технічних засобів системи моніторингу перехідних режимів енергосистем та їхнє метрологічне забезпечення // Праці Ін-ту електродинаміки НАНУ. – 2007. – № 1 (16). – С. 16–22.
6. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. – Київ: Міненерговугілля України, 2012. – 35 с.
7. Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R., Power system dynamic. Stability and control // Second ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2008. – 630 p.
8. Wilson D., Lubosny Z., Bialek J.W. The impact of wind farms with fixed speed induction generators on grid damping in Northern Ireland, 2011. – 7 p. Access mode: [http://pscc.ee.ethz.ch/uploads/tx\\_ethpublications/fp388.pdf](http://pscc.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/fp388.pdf).
9. Wind Power in Power Systems, edited by Thomas Ackermann: John Wiley & Sons, Ltd. – 2005. – 691 p.
10. Anaya-Lara O., Jenkins N., Ekanayake J., Cartwright P., Hughes M., Wind energy generation. Modeling and control. John Wiley & Sons, Ltd. – 2009. – 269 p.
11. Розрахунок граничних режимів роботи енергосистем з урахуванням вимог СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки.

12. Ćuk V., Ribeiro P.F., Joseph F.G. Considerations on the Modeling of Photovoltaic Systems for Grid Impact Studies // International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems. – 2011.
- 13.
14. IEEE Guide for the Functional Specification of Transmission Static Var Compensators // Redline, 2011. – 106 p.
15. Reseau de transport d'electricite. Generation Adequacy Report on the electricity supply demand balance in France // RTE, 2014. – 136 p.
16. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Зайченко В.Б. Аналіз режимів роботи мереж «київського кільця» за напругою в поточній та перспективній схемах ОЕС України // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 5. – С. 39–46.
17. Ущаповський К.В., Зайченко В.Б., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Теличко Р.К., Стелюк А.О. «Вузькі місця» за напругою та планування резервів з реактивної потужності в ОЕС України // Новини енергетики. – 2010. – № 6. – С. 38–45.
18. Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R., Power system dynamic. Stability and control // Second ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2008. – 630 p.
19. Wilson D., Lubosny Z., Bialek J.W. The impact of wind farms with fixed speed induction generators on grid damping in Northern Ireland, 2011. – 7 p. Access mode: [http://pscc.ee.ethz.ch/uploads/tx\\_ethpublications/fp388.pdf](http://pscc.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/fp388.pdf).
20. Wind Power in Power Systems, edited by Thomas Ackermann: John Wiley & Sons, Ltd. – 2005. – 691 p.
21. <https://oblenergo.odessa.ua/>.
22. Розрахунок граничних режимів роботи енергосистем з урахуванням вимог СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки.
23. Ćuk V., Ribeiro P.F., Joseph F.G. Considerations on the Modeling of Photovoltaic Systems for Grid Impact Studies // International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems. – 2011.
24. Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж. Проект. AF-Mercados EMI; Національна комісія з регулювання електроенергетики України; European Bank; EXERGIA; RAMBOLL. 2011.
25. IEEE Guide for the Functional Specification of Transmission Static Var Compensators // Redline, 2011. – 106 p.
26. Reseau de transport d'electricite. Generation Adequacy Report on the electricity supply demand balance in France // RTE, 2014. – 136 p.
27. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Зайченко В.Б. Аналіз режимів роботи мереж «київського кільця» за напругою в поточній та

- перспективній схемах ОЕС України // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 5. – С. 39–46.
11. Ущаповський К.В., Зайченко В.Б., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Теличко Р.К., Стелюк А.О. «Вузькі місця» за напругою та планування резервів з реактивної потужності в ОЕС України // Новини енергетики. – 2010. – № 6. – С. 38–45.
28. Кириленко О. В. Проблеми з забезпечення надійної роботи ОЕС України в умовах реформування енергетики / О. В. Кириленко // Вісник КДПУ імені Михайла Остроградського. — 2009. — № 3. — С. 135—141.
29. Літвінов В. В. Дослідження впливу відмов протиаварійної автоматики на ризик виникнення аварії в енергосистемі В. В. Літвінов // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. — 2014. — № 74. — С. 47—56.
30. Стійкість енергосистем : керівні вказівки / Міненерговугілля України. — Київ, 2012. — 35 с.
31. Протиаварійна автоматика забезпечення статичної стійкості енергосистеми / [Стогний Б. С., Авраменко В. М., Сопель М. Ф., Прихно В. Л. ] // Технічна електродинаміка. — 2014. — № 4. — С. 50—52.
32. <https://www.nerc.gov.ua/?id=11889>
33. <https://rent techno.ua/ua/blog/solar-pv-forecast.html>
34. <https://rent techno.ua/ua/portfolio/private-solar-systems.html>
35. [https://avenston.com/articles/solar\\_simulators\\_opportunities/](https://avenston.com/articles/solar_simulators_opportunities/)
36. Venkataramanan, G. A larger role for microgrids / G. Venkataramanan, C. Marnay // IEEE power and energy magazine. – May / June 2008. – № 6. – P. 78-82. – doi: 10.1109/MPE.2008.918720
37. Паспорт сонячної панелі TALESUN TP660P 60 cell series – 2017. / Доступно за адресою: [www.talesun.com](http://www.talesun.com)
38. Бацала, Я. В. Удосконалення засобів контролю параметрів електроенергії відновлювальних джерел енергії / Я. В. Бацала, І. В. Гладь, О. І. Кіянюк // Нафтогазова енергетика. – 2015. – № 1(23). – С. 52-60.
39. Jackson, J. Energy monitoring of a SMME photovoltaic power system / J. Jackson, S.P D. Chowdhury // Conference: 2017 52nd International Universities Power Engineering – doi: 10.1109/UPEC.2017.8231989
40. Kobzar, K., Shut, O., Ovsianynkova, O., Senetskyi, O. and Tretiak, O. (2016), «Analysis of causes of turbogenerators and hydrogenerators damages by the method of determination of complicated stressed state of the parts», Bulletin of NTU «KhPI». Series: Power and heat engineering processes and equipment, no. 8(1180), pp.136–142, ISSN 2078-774X, doi: 0.20998/2078-774X.2016.08.19.

## ДОДАТОК А

Конструктивные особенности IEC 61850 - это новый международный стандарт для связи на подстанциях. Он позволяет внедрять на подстанциях любые функции защиты, управления, измерения и мониторинга, а также обеспечивает возможности для внедрения высокоскоростных приложений для защиты подстанции, блокировки и отключения. Стандарт сочетает в себе удобство использования сетей Ethernet с производительностью и безопасностью, необходимыми в современных условиях эксплуатации подстанций. После 10 лет активного участия экспертов Schneider Electric в рабочих группах IEC и UCA по разработке новых технологий связи для подстанций и последующих успешных презентаций на конференции CIGRE 2004 и других мероприятиях, развитие автоматизации Schneider Electric было направлено на адаптацию устройств защиты (серия MiCOM P) и управления (серия MiCOM C) к новому международному стандарту. Теперь стало возможным внедрение реле защиты в систему управления подстанцией PACiS с помощью шины подстанции IEC 61850 8-1, а также взаимодействие реле с нашими объединяющими устройствами или других производителей через шину обработки данных IEC 61850 9-2. В итоге это позволило выработать предложение Schneider Electric по автоматизации с помощью полноценного решения IEC 61850 для вашей подстанции. Schneider Electric предлагает решения для миграции из традиционных или других устаревших систем автоматизации до SAS на основе IEC 61850. Реле, поставленные раньше для использования с UCA2 по Ethernet, можно легко обновить до IEC 61850. Реле, поддерживающие другие протоколы обмена данными, можно внедрить с помощью прокси-серверов.

### Преимущества

-Эффективное по затратам решение за счет уменьшенного количества подключенных устройств



-Гибкое программирование позволяет добавлять реле и новые функции защиты без изменения физической схемы подключения

-Для обновления до IEC 61850 не требуется использование внешних преобразователей протоколов